

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y
AUTOMÁTICA**

**CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA Y EL CONSUMO DE UN
EDIFICIO DE USO INDUSTRIAL**

AUTOR: ISABEL CAMPELO RAMOS

DIRECTOR: VICENTE SALAS MERINO

FECHA: Leganés, Febrero de 2013

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor, D. Vicente Salas, agradecerle la posibilidad que me ha ofrecido para poder realizar el presente Trabajo Fin de Grado y, en especial, por brindarme la oportunidad de conocer con más detalle una pequeña parte de un tema realmente interesante, como lo son las energías renovables.

A los profesores, quienes han aportado los conocimientos que me han permitido formarme en un campo tan especial, como es el mundo de la ingeniería.

A mi familia y amigos y, de manera muy especial, a mis padres y hermano, agradecer todo su apoyo y paciencia, porque sin ellos nada de esto habría sido posible. Y gracias por haber estado en todo momento, tanto en los momentos felices como en aquellos que lo han sido un poco menos.

A una persona realmente especial, Alejandro, que me ha ayudado tanto en el ámbito técnico como en el personal. Gracias por la confianza depositada en mí, por haberme facilitado el camino y por tus palabras de ánimo. Gracias por todo.

RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Grado analiza el comportamiento de un inversor fotovoltaico de conexión a red, que presenta la particularidad de ser desequilibrado, de una instalación real, y realiza una comparación exhaustiva entre la generación de energía del campo fotovoltaico y el consumo total de energía eléctrica de un edificio de uso industrial, localizado en el Parque Industrial La Laguna, Leganés (Madrid).

Para ello, es importante la introducción de una serie de conceptos fundamentales, los cuales serán abordados a lo largo de los diferentes capítulos de la memoria.

Inicialmente, se introduce el concepto de energía solar fotovoltaica, haciendo un recorrido a lo largo de su desarrollo y evolución, hasta llegar a la situación actual en el mundo y en España. Además, para que el lector pueda crearse una idea de la importancia de la utilización de este tipo de energía, se muestra una clasificación de las distintas instalaciones fotovoltaicas, así como algunos de los campos donde resulta interesante su aplicación.

A continuación, centrándose en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, se describen las características principales y el funcionamiento de los elementos que componen este tipo de instalaciones. De todos los equipos que forman los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, el presente Trabajo Fin de Grado dedica el *capítulo 3* a analizar en profundidad un inversor fotovoltaico de conexión a red, encargado de realizar la transformación de la energía captada por los paneles fotovoltaicos del sol en una energía adecuada para verter a la red.

Para completar el análisis del inversor fotovoltaico de conexión a red, se ha incluido un capítulo en el que se lleva a cabo un estudio comparativo de los principales parámetros que caracterizan el comportamiento de un inversor. Para ello, se ha hecho una elección de diferentes modelos de inversores de conexión a red del mercado.

Para facilitar al lector la comprensión de los distintos conceptos abordados a lo largo de Trabajo Fin de Grado, se han incluido figuras explicativas y tablas con datos relevantes, así como hojas de características y manuales de utilización de las herramientas empleadas para la obtención de datos a analizar.

ABSTRACT

This Degree Final Project analyzes the behavior of a PV inverter grid connection of the real wiring of an industrial plant, which main distinctive feature is its unbalanced character, carrying out an exhaustive comparison between the PV energy generation and the total electric energy consumption of an industrial building placed at Parque Industrial La Laguna, Leganes (Madrid).

In order to do so, this project considers a series of fundamental concepts and issues which are analyzed along the different chapters of its Memory.

Firstly, the concept of PV solar energy is presented, considering its development and evolution from its origins to the present moment, evaluating the current situation in the world as well as in Spain. Also, in order to show the relevance of the use of this generation source, this project includes a classification of the different PV wiring existing, as well as some of the areas where they are useful.

Then, focusing on photovoltaic grid connection systems, it describes the main features and the operation of their components. Amongst all the elements included in PV grid connection systems, the chapter 3 of this project carries out a thorough analysis of a PV inverter grid connection, which function is to transform the energy collected by the sun photovoltaic panels into a suitable energy to pour into the network.

To complete the analysis of the PV inverter grid connection, the following chapter undertakes a comparison between the main parameters which define the operation of an inverter. In order to do so, different models of inverters currently available have been chosen.

To make the reading of the different concepts included in this project easier, some tables and figures with relevant data have been included, along with datasheets, catalogues and manual of the different tools analyzed.

ÍNDICE

Objetivos.....	2
Capítulo 1: Energía Solar Fotovoltaica	6
1.1 Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica	6
1.2. Energía Solar Fotovoltaica	6
1.2-1. Antecedentes	6
1.2-2. Conceptos Básicos de la Energía Solar Fotovoltaica	8
1.2-3. Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo	9
1.2-4. Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en el España	11
1.3. Razones para elegir la Energía Solar Fotovoltaica	14
1.4. Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica	15
Capítulo 2: Sistemas Fotovoltaicos de conexión a Red: Elementos	19
2.1. Introducción	19
2.2. Paneles Fotovoltaicos o Módulos Fotovoltaicos	20
2.2-1. Estructura de las Células Fotovoltaicas	22
2.2-2. Tipos de Células Fotovoltaicas	25
2.2-3. Funcionamiento	26
2.2-4. Características Eléctricas	29
2.2-5. Curva característica I-V del Panel o Módulo Fotovoltaico	31
2.3. Generadores Fotovoltaicos	32
2.3.1. Estructura del Generador Fotovoltaico.....	34
2.4. Regulador de Carga	36
2.4-1. Regulación de la Intensidad de Carga de las Baterías	37
2.4-2. Tipos de Reguladores de Carga	37
2.4-2.1. Tipos de Reguladores Lineales	38
2.4-3. Parámetros importantes que determinan el funcionamiento del regulador de carga	39
2.4.-4. Características.....	39
2.5. Baterías	40
2.5-1. Elementos Constructivos	42
2.5-2. Baterías Plomo-Ácido.....	44
2.5-3. Baterías Electrolito Inmovilizado.....	45
2.5-4. Baterías Níquel-Cadmio	45
2.6. Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red	45
2.6-1. Características.....	46
2.6-2. Tipos de Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red	47
2.6-3. Inversores Fotovoltaicos en Instalaciones de Conexión Aislada..	47
2.7. Cables para Conexionado	48
2.8. Protecciones Eléctricas del Sistema Fotovoltaico	49
2.8-1. Defectos en una instalación Fotovoltaica	49
2.8-2. Aparatos de maniobra	50
2.9. Sistema de Monitorización y Control	51

2.10. Mantenimiento de la Instalación.....	53
Capítulo 3: Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red	56
3.1. Introducción	56
3.2. Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red	56
3.3. Datos Generales	57
3.3-1. Clasificación de Inversores de Conexión a Red.....	57
3.3-2. Configuraciones del Sistema	59
3.3-3. Rendimiento	60
3.3-4. Seguimiento del Punto de Máxima Potencia, SPMP.....	62
3.3-4.1. Perturbación y Observación, P&O	63
3.3-4.2 Conductancia Incremental, CondInc	64
3.4. Datos Técnicos.....	65
3.5. Requerimientos de los Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red.....	66
3.5-1. Calidad de la señal	66
3.5-2. Compatibilidad de la Red	67
3.5-3. Protecciones	67
3.5-4. Normativa	68
3.5-4.1. Normas UNE.....	69
3.5-4.2. Normas IEC	69
3.5-4.3. Real Decreto	70
3.5-4.4. Instrucciones Técnicas MIE-RAT	70
3.5-4.5. Instrucciones del REBT	71
3.5-4.6. Otras instrucciones	71
3.5-4.7. Certificados.....	71
Capítulo 4: Análisis Comparativo de los Inversores Fotovoltaicos	73
4.1. Introducción	73
4.2. Análisis Comparativo de los Parámetros de Diversos Modelos de Inversores	73
4.2-1. Parámetros Eléctricos de Entrada	74
4.2-2. Parámetros Eléctricos de Salida	80
4.2-3. Rendimiento	83
4.2-4. Parámetros Mecánicos	87
Capítulo 5: Sistema Solar Fotovoltaico Real.....	92
5.1. Introducción	92
5.2. Descripción del Sistema Real	92
5.3. Elementos del Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red Real	93
5.3-1. Paneles Solares Fotovoltaicos.....	93
5.3-2. Inversores Fotovoltaicos	93
5.3-3. Vatímetro “LMG500”	96
5.3-4. Software “LMGControl”	98
5.3-5. Software “OriginPro”	99
Capítulo 6: Resultados Experimentales.....	102
6.1. Introducción	102
6.2. Caracterización del Inversor “Fronius IG Plus 80 V-3”	102

6.3. Caracterización de la Generación del Campo Fotovoltaico y el Consumo del Edificio de Uso Industrial	116
Capítulo 7: Presupuesto	139
Capítulo 8: Conclusiones.....	142
Bibliografía.....	145
Anexos.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Distribución mundial de la radiación solar	9
Figura 1.2: Evolución de la capacidad global instalada acumulada	10
Figura 1.3: Evolución de las instalaciones globales anuales	10
Figura 1.4: Distribución de la radiación solar media diaria en España	11
Figura 1.5: Evolución de la capacidad instalada en España	12
Figura 1.6: Evolución de las instalaciones en España	12
Figura 2.1: Esquema de una Planta Fotovoltaica con Almacenamiento de Energía	20
Figura 2.2: Esquema de las Principales Características Físicas de un Módulo Fotovoltaico	21
Figura 2.3: Estructura de una Célula Solar	22
Figura 2.4: Circuito simplificado equivalente de una Célula Solar Fotovoltaica	24
Figura 2.5: Comportamiento de la Célula Solar Fotovoltaica	24
Figura 2.6: Circuito equivalente de una célula solar real	25
Figura 2.7: Influencia de R_p y R_s sobre Factor de Forma y Eficiencia de la Célula	25
Figura 2.8: Células Fotovoltaicas: Monocristalina, Policristalina, Amorfa	26
Figura 2.9: Principio de Funcionamiento de la Célula Fotovoltaica	29
Figura 2.10: Curva Característica I – V y Curva P – V de un Módulo Fotovoltaico	32
Figura 2.11: Estructuras Móviles	34
Figura 2.12: Esquema General de la Estructura de un Generador Fotovoltaico	34
Figura 2.13: Reguladores de carga en Serie y en Paralelo	39
Figura 2.14: Esquema General de los Elementos Constructivos de una Batería	43
Figura 2.15: Esquema del circuito de un Inversor Fotovoltaico	46
Figura 3.1: Ejemplo de un puente trifásico de tiristores a red	58
Figura 3.2: Esquema de un Inversor Central	59
Figura 3.3: Esquema de un Inversor Modular	60
Figura 3.4: Esquema de un Inversor Integrado en Módulos Fotovoltaicos	60
Figura 3.5: Curva típica del Rendimiento de un Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red vs Potencia de salida del Inversor	61
Figura 3.6: Funcionamiento del Algoritmo de Perturbación y Observación, P&O	63
Figura 4.1: Distribución, en %, de los inversores analizados en función de su aislamiento galvánico	74
Figura 4.2: Tensión Máxima Absoluta de entada vs Potencia AC Nominal	75
Figura 4.3: Detalle de la Tensión Máxima Absoluta de entada vs Potencia AC Nominal	75
Figura 4.4: Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia Nominal AC para Inversores con Transformadores de Baja Frecuencia, LF	76
Figura 4.5: Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia Nominal AC para Inversores con Transformadores de Alta Frecuencia, HF	77
Figura 4.6: Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia Nominal AC para Inversores sin Transformadores, TL	77

Figura 4.7: Rango de valores máximos y mínimos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC	78
Figura 4.8: Detalle del rango de valores máximos y mínimos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC	78
Figura 4.9: Rango de valores máximos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC.....	79
Figura 4.10: Rango de valores mínimos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC.....	79
Figura 4.11: Tensión AC vs Potencia Nominal AC en Inversores sin Transformador, TL	80
Figura 4.12: Tensión AC vs Potencia Nominal AC en Inversores con Transformador, LF	81
Figura 4.13: Tensión AC vs Potencia Nominal AC en Inversores con Transformador, HF	81
Figura 4.14: Distribución de los diferentes modelos en función de la Potencia Nominal AC.....	82
Figura 4.15: Detalle de la distribución de los diferentes modelos en función de la Potencia Nominal AC	82
Figura 4.16: Distribución del número en % de los diferentes modelos de Inversores de Conexión a Red en función de su Potencia Nominal AC.....	83
Figura 4.17: Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW).....	84
Figura 4.18: Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW), Inversor con Transformador LF	85
Figura 4.19: Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW), Inversor con Transformador HF	85
Figura 4.20: Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW), Inversor sin Transformador	86
Figura 4.21: Eficiencia Europea (%) vs Potencia Nominal AC (kW).....	86
Figura 4.22: Peso, kg, de los Inversores según el tipo de Aislamiento Galvánico vs Potencia Nominal AC, kW	87
Figura 4.23: Detalle del Peso, kg, de los Inversores según el tipo de Aislamiento Galvánico vs Potencia Nominal AC, kW	88
Figura 4.24: Peso, kg, de los Inversores con Transformador de Baja Frecuencia, LF, vs Potencia Nominal AC, kW	89
Figura 4.25: Peso, kg, de los Inversores con Transformador de Alta Frecuencia, HF, vs Potencia Nominal AC, kW	89
Figura 4.26: Peso, kg, de los Inversores sin Transformador de Aislamiento Galvánico, vs Potencia Nominal AC, kW.....	90
Figura 4.27: Detalle del Peso, kg, de los Inversores sin Transformador de Aislamiento Galvánico, vs Potencia Nominal AC, kW	90
Figura 5.1: Inversor “Fronius IG Plus 80 V- 3”	93
Figura 5.2: Interior del Inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” y Conexión con el Vatímetro mediante Cables y Pinzas	95
Figura 5.3: Inversor “Fronius IG TL 3.0”	96

Figura 5.4: Vatímetro “LMG500”	96
Figura 5.5: Vatímetro, parte posterior. Conexionado para Tensión y Corriente	97
Figura 5.6: Detalle de los elementos de conexión del vatímetro con uno de los inversores.....	97
Figura 5.7: Pantalla de Inicio: “LMGControl”	98
Figura 5.8: Pantalla de Inicio “OriginPro”	99
Figura 6.1: Esquema Eléctrico del Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red Real.....	103
Figura 6.2: Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3”	104
Figura 6.3: Detalle de la Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3” al anochecer	105
Figura 6.4: Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3”	106
Figura 6.5: Detalle de la Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3” al amanecer	106
Figura 6.6: Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3” y Potencia Activa de salida (W) vs Tiempo	107
Figura 6.7: Potencia Activa, P, a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo.....	108
Figura 6.8: Detalle Máxima Potencia Activa a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo	109
Figura 6.9: Potencia Activa por fases, P, a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo	109
Figura 6.10: (a) Potencia Activa de la fase uno, P, a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo (b) Potencia Activa de las fases dos y tres vs Tiempo.....	110
Figura 6.11: Potencia Activa en la fase 2, P, a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo	111
Figura 6.12: Factor de Potencia de la Fase Dos	111
Figura 6.13: (a) Potencia Reactiva, Q, a la salida del inversor vs Tiempo. (b) Potencia CC a la salida del Generador FV y Potencia Reactiva, Q, a la salida del inversor vs Tiempo.....	113
Figura 6.14: (a) Potencia Aparente, S, a la salida del inversor vs Tiempo. (b) Potencia CC a la salida del Generador FV y Potencia Aparente, S, a la salida del inversor vs Tiempo.....	113
Figura 6.15: Comparación de la Potencia de entrada, DC, y la Potencia Activa, AC, a la salida del Inversor vs Tiempo.....	114
Figura 6.16: Rendimiento del Inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” [Día 6 Noviembre].....	115
Figura 6.17: Esquema Eléctrico del Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red Real....	116
Figura 6.18: Esquema de la Energía Generada y Consumida por el Edificio de uso Industrial	117
Figura 6.19: Día 29 Noviembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo.....	119
Figura 6.20: Día 1 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo....	120
Figura 6.21: Día 1 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo.....	120
Figura 6.22: Día 2 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo....	121

Figura 6.23: Día 2 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo.....	121
Figura 6.24: Día 7 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo	122
Figura 6.25: Día 7 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo.....	122
Figura 6.26: Día 8 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo	123
Figura 6.27: Día 8 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo.....	123
Figura 6.28: Día 11 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo ..	124
Figura 6.29: Día 29 Noviembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	125
Figura 6.30: Día 29 Noviembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	126
Figura 6.31: Día 7 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo.....	126
Figura 6.32: Día 7 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	127
Figura 6.33: Día 11 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	127
Figura 6.34: Día 1 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo.....	128
Figura 6.35: Día 1 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	129
Figura 6.36: Día 2 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo.....	129
Figura 6.37: Día 2 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	130
Figura 6.38: Día 8 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo.....	130
Figura 6.39: Día 8 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo	131
Figura 6.40: Potencia Reactiva, Q, Generada y Consumida vs Tiempo (a) Viernes 7 Diciembre (b) Domingo 2 Diciembre.....	132
Figura 6.41: Potencia Aparente, S, Generada y Consumida vs Tiempo (a) Viernes 7 Diciembre (b) Sábado 8 Diciembre	134
Figura 6.42: Día 1 Diciembre: Potencia Activa Inyectada a la Red de Distribución vs Tiempo.....	135
Figura 6.43: Día 2 Diciembre: Potencia Activa Inyectada a la Red de Distribución vs Tiempo.....	136
Figura 6.44: Día 8 Diciembre: Potencia Activa Inyectada a la Red de Distribución vs Tiempo.....	136

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1: Corriente de oscuridad.....	23
Ecuación 2.2: Energía Fotón.....	27
Ecuación 2.3: Energía Fotón	27
Ecuación 2.4: Factor de Forma.....	30
Ecuación 2.5: Potencia Máxima	30
Ecuación 2.6: Eficiencia de Conversión Energética.....	31
Ecuación 3.1: Cálculo del Rendimiento Europeo.....	61
Ecuación 3.2: Criterio de la Potencia Constante	63
Ecuación 3.3: Criterio de la Potencia Constante	64
Ecuación 3.4: Algoritmo de la Conductancia Incremental.....	64
Ecuación 3.5: Cálculo del Factor de Potencia	65
Ecuación 4.1: Rendimiento	83
Ecuación 4.2: Rendimiento Europeo	86
Ecuación 6.1: Potencia Activa Total (P)	107
Ecuación 6.2: Rendimiento Potencia Activa Total (P).....	114
Ecuación 6.3: Potencia a la salida del Inversor Normalizada.....	115
Ecuación 6.4: Cálculo del Consumo del Edificio de uso Industrial	118
Ecuación 6.5: Cálculo de la Energía Entregada a la Red	137

OBJETIVOS



OBJETIVOS

Los objetivos del presente Trabajo Fin de Grado son el análisis del comportamiento del modelo de inversor trifásico “Fronius IG Plus 80 V-3”, que presenta la particularidad de ser un inversor desequilibrado, algo poco común en el estado de la técnica de los inversores, instalado en un edificio industrial, localizado en el Parque Industrial La Laguna, Leganés (Madrid). Y la caracterización de la generación y el consumo de dicho edificio de uso industrial, el cual dispone de un Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red.

Para la realización de la memoria, se han elaborado una serie de capítulos, los cuales pueden ser resumidos en los siguientes puntos:

➤ *Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica.*

La finalidad de este punto es la de introducir el concepto de energía solar fotovoltaica, haciendo un estudio de su desarrollo y evolución. Para ello se detallan algunos conceptos básicos, sus antecedentes, su evolución a nivel mundial y nacional a partir de gráficos y esquemas, además de mostrar razones por las cuales elegir este tipo de energía o algunos de los campos donde resulta interesante su aplicación.

➤ *Análisis de los Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red. Elementos que los componen y sus funciones.*

Para abordar dicho objetivo, se realiza un análisis detallado de los elementos que componen una instalación solar fotovoltaica conectada a red, explicando las características principales de cada uno, así como sus principios de funcionamiento. Para completar este punto, se incluyen figuras explicativas y tablas.

➤ *Análisis de los Inversores de Conexión a Red.*

Otro de los objetivos del presente Trabajo Fin de Grado es el de realizar el estudio particular de uno de los elementos de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red: el inversor. Para detallar este elemento, se abarcarán los siguientes conceptos:

- Definición y Funcionalidad.
- Datos Generales.
- Datos Técnicos.
- Normativa y Seguridad.



Además, se va a realizar un análisis comparativo entre diferentes *inversores de conexión a red* del mercado. Para la elección de los inversores a comparar no se han tenido en cuenta aspectos económicos, al tratarse de un proyecto docente, por lo que dicha elección se ha realizado teniendo en cuenta aspectos técnicos como características y prestaciones.

- *Estudio del comportamiento de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red real.*

La caracterización del Sistema es el objetivo fundamental del presente Trabajo Fin de Grado y, para su realización, se ha dividido el análisis en dos tareas:

- Realización de un estudio del comportamiento del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*”.

Se han realizado medidas de los parámetros más relevantes del inversor trifásico “*Fronius IG Plus 80 V-3*”. Los resultados obtenidos han sido analizados para la caracterización del comportamiento de dicho inversor.

- Análisis comparativo de la generación del campo fotovoltaico y el consumo del edificio industrial.

Se trata de realizar un estudio comparativo de los parámetros característicos de los elementos de la instalación, paneles fotovoltaicos e inversores.

Por un lado, se analizarán los datos relativos a la generación y, por otro, los referentes al consumo.

Tras esto, se hará una comparación de los valores obtenidos para conocer qué cantidad de energía demandada en el edificio industrial es cubierta por la generación del sistema solar fotovoltaico integrado en dicho edificio.

Para la obtención de medidas se ha utilizado el vatímetro “*LMG500*”. En el *capítulo 5* se indican sus características y las formas de conexión de los inversores con el vatímetro. El vatímetro será programado para la obtención de las medidas requeridas de forma automática.

Las mediciones han sido realizadas durante varios días consecutivos en los que las condiciones climáticas varían, lo cual se observa en los datos experimentales.



El tratamiento de los resultados obtenidos se ha realizado con “*OriginPro*”, programa que permite la representación gráfica de los datos, el cual se detalla en el *capítulo 5* de la memoria.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



CAPÍTULO 1

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1- Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica

La constante disminución de los recursos energéticos, el rápido aumento de la demanda de energía y los efectos del cambio climático requieren la búsqueda de alternativas sostenibles, lo cual implica un mayor aprovechamiento de las diferentes fuentes de energías renovables de las que disponemos.

El sol es uno de los recursos inagotables que podría satisfacer la demanda de energía necesaria y evitaría problemas medioambientales como los causados por los procesos convencionales de tratamiento de los recursos.

El aprovechamiento de la energía solar se basa en recoger, de forma adecuada, la radiación solar y transformarla en otras formas de energía como por ejemplo en energía térmica mediante el uso de colectores solares o en energía eléctrica empleando generadores fotovoltaicos.

Las instalaciones solares fotovoltaicas tienen como objetivo la producción de electricidad de forma directa, sin necesidad de emplear ningún ciclo de potencia.

La utilización de energía solar fotovoltaica presenta una serie de ventajas e inconvenientes, que se detallan a continuación.

Algunas de las principales ventajas son:

- Como no se produce ningún tipo de combustión, no se generan contaminantes atmosféricos en el punto de utilización, ni se producen efectos como la lluvia ácida, efecto invernadero por CO₂, etc.
- Al ser una energía fundamentalmente de ámbito local, evita pistas, cables, postes, no se requieren grandes tendidos eléctricos, y su impacto visual es reducido. Tampoco tiene unos requerimientos de suelo necesario excesivamente grandes (1kW puede ocupar entre 10 y 15 m²).
- Prácticamente la producción de la energía se realiza con ausencia de ruidos.
- Además, no precisa ningún suministro exterior (combustible) ni presencia relevante de otros tipos de recursos (agua, viento).

Entre los inconvenientes de la utilización de energía solar fotovoltaica destacan:

- Requiere de una gran inversión inicial debido a los costes elevados de la instalación.
- Localización: Los lugares donde hay mayor radiación solar, son lugares desérticos y alejados de las ciudades.



- Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.
- Problema relacionado con elementos almacenadores de energía debido a su precio elevado y a su baja fiabilidad.
- Es una fuente de energía difusa; la luz solar es una energía relativamente de baja densidad.
- Posee ciertas limitaciones con respecto al consumo, ya que no puede utilizarse más energía de la acumulada en períodos en donde no haya sol.

A pesar de los avances tecnológicos en la materia, existen algunos problemas como la dispersión de la energía solar sobre la superficie terrestre o la variabilidad en el tiempo de la intensidad de la radiación solar, que hacen que el porcentaje de aprovechamiento de la energía solar sea muy bajo en comparación con el consumo global de energía.

1.2- Energía Solar Fotovoltaica

1.2-1. Antecedentes

El efecto fotovoltaico fue identificado por primera vez en 1839 por Becquerel, quien observó que la tensión que aparecía entre dos electrodos inmersos en electrolito dependía de la intensidad de luz que incidiese sobre ellos.

El mismo efecto fue observado por William Grylls Adams y Richard Evans Day, en 1879, pero esta vez utilizando un elemento sólido: el Selenio.

Sin embargo, la primera célula solar moderna se desarrolló en 1954 en los laboratorios Bell (USA). Fue una célula de Silicio y no se dieron muchos detalles de su estructura debido, probablemente, al temor a que fuese copiada.

La motivación para el estudio y desarrollo de las células solares durante los primeros años de investigación fue su aplicación como fuente suministradora de energía a los satélites espaciales.

En 1972 ocurrieron dos hechos importantes:

- Creación de la Agencia de Desarrollo e Investigación en Energía (USA), primera organización promovida y sostenida por un gobierno en el mundo.
- Embargo petrolífero impuesto por los productores de petróleo del Golfo Pérsico. Este hecho sacudió intensamente a los países industrializados, de modo que muchos gobiernos, incluido el de España, iniciaron programas para favorecer la aplicación de las energías renovables, en especial, la solar.



Hasta 1980 la Industria no empezó a madurar, basándose en la tecnología de células de unión P-N de silicio.

Mientras las compañías en Europa y América iban mejorando sus procesos de fabricación y aumentando su capacidad de producción, la Industria japonesa despegó en la producción de módulos convencionales de silicio cristalino, así como en la fabricación de células de a-Si para aplicaciones a pequeña escala, que llegaron al nivel de megavatios en el mercado mundial.

La iluminación pública se mostró como un mercado capaz de mantener la actividad en muchas industrias durante los años 80 por cuanto esa aplicación era ya entonces competitiva con la ejecución del tendido eléctrico soterrado. Otra de las aplicaciones iniciales fue la electrificación rural en asentamientos remotos para ayudar a un tercio de la población mundial a disponer de una modesta cantidad de iluminación y comunicaciones.

Además, en ésta década, las compañías eléctricas en los países desarrollados instalaron plantas fotovoltaicas del orden de MW's, para evaluar su potencial en dos aplicaciones:

- Suministradores de potencia en los picos de carga (al mediodía).
- Generadores distribuidos para reducir las pérdidas de transmisión y distribución.

Por último, hay que mencionar otro importante campo de aplicación de la energía solar fotovoltaica a finales de los años 90, como es la integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios.

En la actualidad, se espera que las células solares y la energía solar fotovoltaica contribuyan de forma importante al suministro de energía limpia a la sociedad [1].

1.2-2. Conceptos Básicos de la Energía Solar Fotovoltaica

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es el efecto fotoeléctrico o fotovoltaico, que consiste en la conversión directa de la luz en electricidad. Este proceso se consigue con algunos materiales semiconductores, por ejemplo silicio, que tienen la propiedad de absorber fotones y emitir electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La conversión de la luz solar en electricidad se lleva a cabo haciendo uso de dispositivos electrónicos denominados células solares o fotovoltaicas, que reaccionan con la luz solar directa o difusa, lo que permite producir electricidad tanto en días soleados como días nublados. Las células fotovoltaicas, conectadas en serie o paralelo, forman un panel solar encargado de suministrar la tensión y la corriente que se ajusta a la demanda.

Las condiciones de funcionamiento de un módulo o panel fotovoltaico dependen de variables externas tales como la temperatura de funcionamiento y la radiación solar, por lo que, para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica, uno de los datos fundamentales que es necesario conocer es la radiación del lugar, además de la demanda diaria de energía, entre otros [4].

1.2-3. Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo

Debido al aumento en el consumo de energía, al límite de las fuentes de energía fósiles y al cambio climático, un gran número de los países desarrollados están apostando por las fuentes de energía renovables.

De todas las fuentes de energía renovables, la energía solar es la principal y el origen de la mayoría de las demás formas de energía. A continuación se muestra la distribución de potencia solar incidente sobre la superficie terrestre.

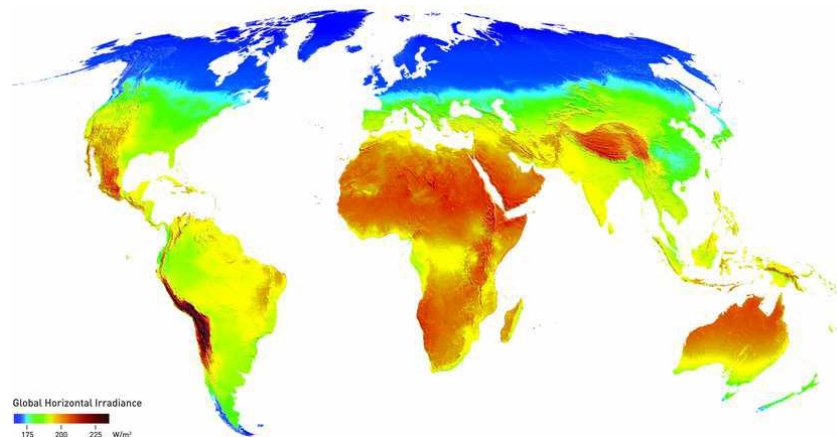


Figura 1.1 - Distribución mundial de la radiación solar.

Por estos motivos, las instalaciones fotovoltaicas han crecido de manera exponencial en los últimos años como puede apreciarse en las siguientes figuras adjuntas.

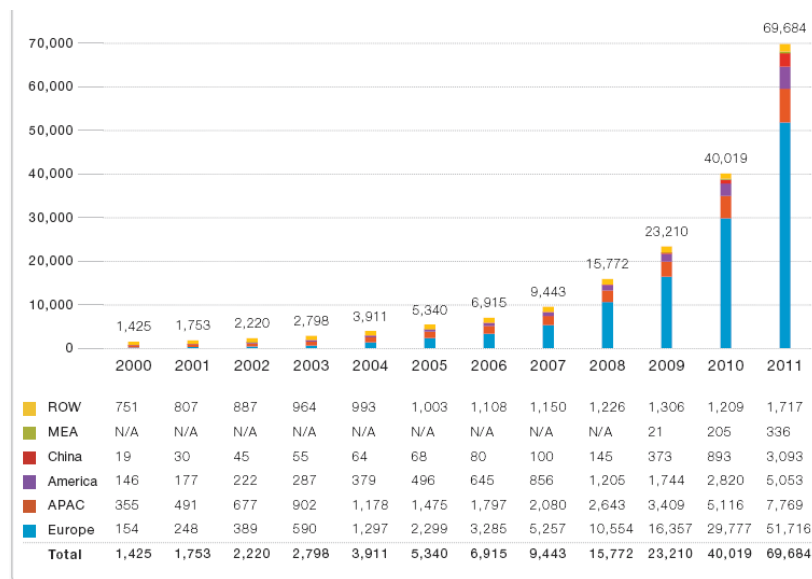


Figura 1.2 – Evolución de la capacidad global instalada acumulada. Fuente: CNE

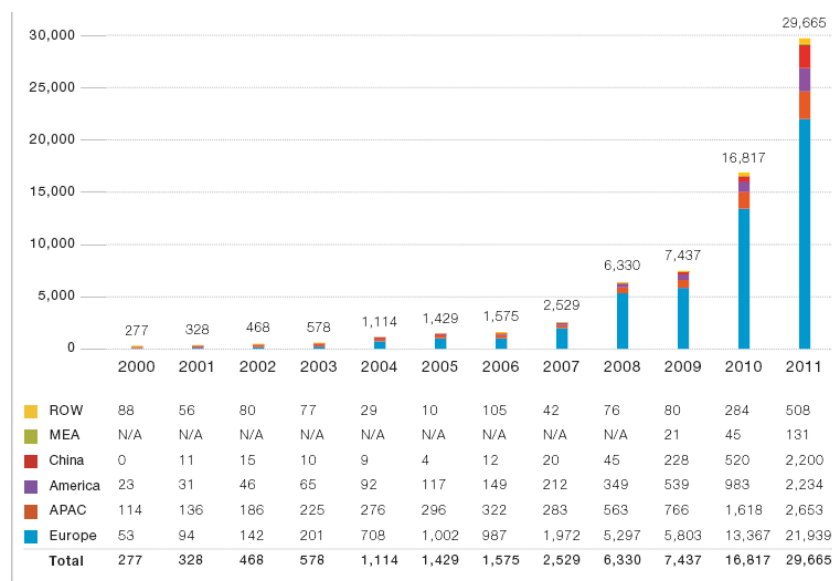


Figura 1.3 – Evolución de las instalaciones globales anuales. Fuente: CNE

La producción de electricidad mediante el uso de paneles fotovoltaicos ha aumentado significativamente durante los últimos años en algunos países desarrollados y relativamente soleados. Por este motivo se puede decir que después de Alemania, España es el país europeo con más potencia fotovoltaica instalada y su capacidad sólo es comparable en el resto del mundo con Japón y EEUU.

A finales del año 2011, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente 69.600 MW, de los cuales 51.716 MW, un 75%, se localizaban en la UE. Para los próximos años se espera un crecimiento continuo a nivel mundial.

Observando la figura 1.2, se puede apreciar que las tres áreas de mayor interés, en lo relativo a potencia instalada, son Europa, con especial atención a Alemania y España (con más del 52% de la potencia instalada mundial), Japón con una potencia instalada de 7.769 MW y EE.UU. con 5.013 MW, aproximadamente, representan el 11,15% y 7,2% respectivamente de la potencia mundial.

En un periodo corto de tiempo, se prevé que esta distribución se mantenga, a pesar de que haya países que empiezan a destacar, lo que supondría que el peso de los países con más potencia instalada no será tan relevante como en la actualidad [2].

1.2-4. Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica en España

España, debido a su localización y climatología, es uno de los países europeos donde la irradiación es más abundante. Por este motivo es considerada un área geográficamente privilegiada y favorecedora para el aprovechamiento de la energía solar.

La principal ventaja es su reparto prácticamente homogéneo, lo que permite distribuir la potencia instalada en torno a las grandes zonas de consumo. Esto facilita el ahorro en los costes de infraestructuras de transporte y distribución.

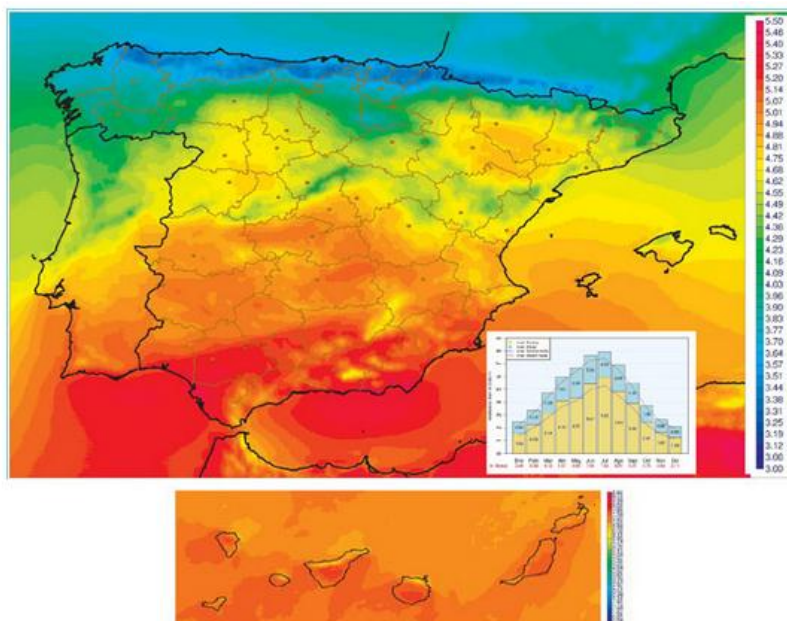


Figura 1.4 – Distribución de la radiación solar media diaria en España. Fuente: AEMET.

En el sector fotovoltaico, España es uno de los países más desarrollados ocupando el segundo lugar en potencia anual instalada y, en cuanto a la capacidad de fabricación de células, mantiene el segundo puesto a nivel europeo, aunque ocupa la sexta posición a nivel mundial.

Debido a las condiciones favorables enumeradas con anterioridad, la generación de energía eléctrica fotovoltaica y el precio de su producción en España, son altamente competitivos en comparación con otro país como podría ser Alemania, líder mundial de la Energía Solar Fotovoltaica.

Las figuras que se muestran a continuación detallan la evolución energética de la capacidad instalada y del número de instalaciones en España [2].

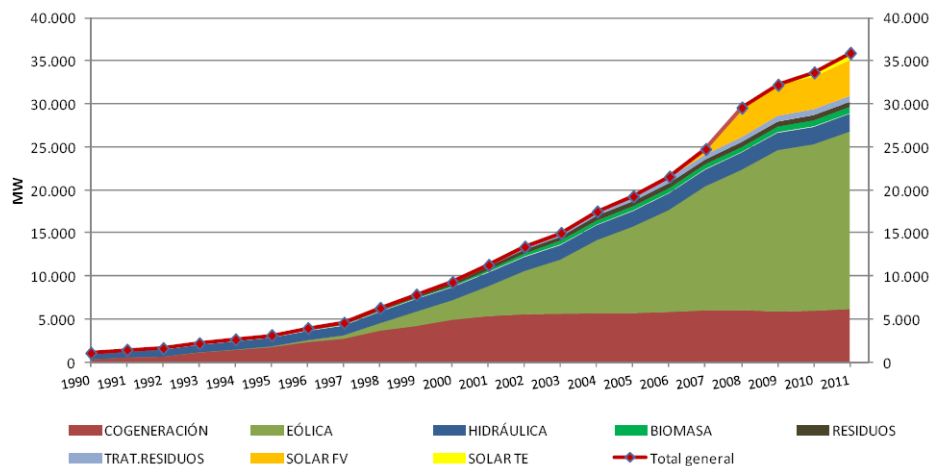


Figura 1.5 – Evolución de la capacidad instalada en España. Fuente: CNE.

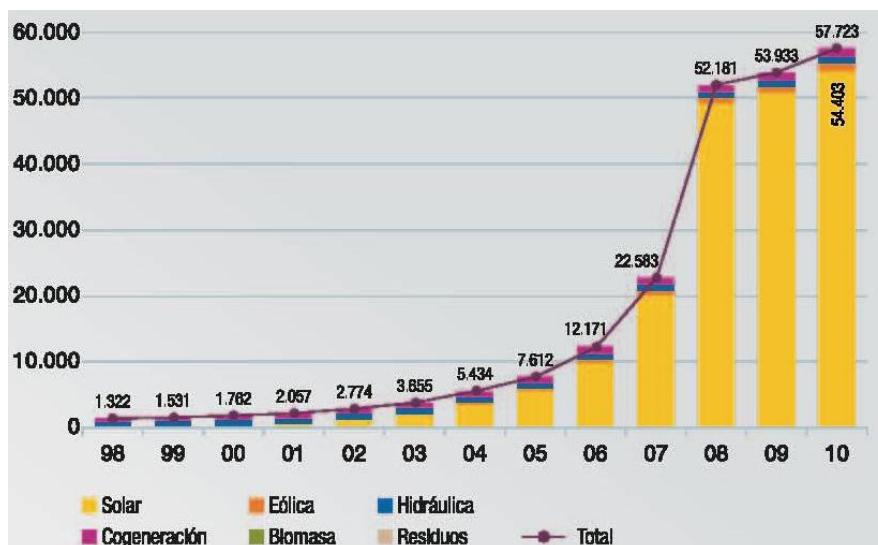


Figura 1.6 – Evolución de las instalaciones en España. Fuente: CNE.



Observando las dos figuras anteriores y, haciendo especial mención a la energía solar, se puede afirmar que, tanto el crecimiento de la capacidad solar instalada en España, como el número de instalaciones, presenta un incremento exponencial.

En ambas figuras llama la atención el elevado crecimiento que se produjo en el año 2008, con respecto a los años anteriores, llegando a incorporarse, aproximadamente, 29.600 instalaciones con respecto a las ya localizadas en el año 2007.

Durante el año 2008, España se convirtió en el primer productor fotovoltaico del mundo, con más de 2.500 MW instalados. Sin embargo, el crecimiento en España no se produjo de un modo sostenible, lo que provocó que el Gobierno recortase su política de ayudas al aprobar el Real Decreto 1578/2008.

Algunos de los puntos destacados de El Real Decreto 1578/2008, se resumen, a grandes rasgos, a continuación:

- Reducción de la retribución por la energía producida un 30%.
- Introducción de una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual.
- Establecimiento de un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia que complica la tramitación administrativa de los proyectos.
- División del mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones incorporadas a la edificación, cuando más del 95% del mercado estaba orientado al suelo.

Volviendo a las representaciones gráficas, se puede observar como a partir del año 2008, debido a la aprobación del Real Decreto 1578/2008, el crecimiento de la capacidad solar instalada en España y el número de instalaciones, fue bastante menor al apreciado entre los años 2007 - 2008.

Algunos estudios realizados prevén que la energía solar fotovoltaica en España seguirá en continua evolución positiva a lo largo de los próximos años, aunque dicha evolución no será comparable con la sufrida en el año 2008.

Se ha marcado como objetivo que en 2020 España cubrirá un 20% de su abastecimiento de energía con fuentes renovables. El desarrollo del mercado español fotovoltaico permitirá disponer de unos 11.500MW de energía fotovoltaica generada en 2020, por toda la potencia acumulada instalada en España, que se estima de 7.250 MW.

Se espera que el aumento de la eficiencia de los módulos provoque una disminución de la superficie necesaria para las instalaciones, así como un coste menor de la misma, sin aumentar las horas diarias de producción.

Sin embargo, y a pesar de expectativas tan prometedoras, España ya ha experimentado un exceso de capacidad de energía debido a la disminución de la demanda de electricidad correspondiente a la desaceleración de la economía. Esto lleva al gobierno español a reducir el incremento de energía fotovoltaica y otras fuentes de energía renovables, lo que limita el alto potencial de estos mercados para los próximos años, a pesar de la radiación solar y el potencial fotovoltaico.

Además, existen otras barreras para la entrada de la energía solar fotovoltaica en España, que podrían ser superadas adoptando una serie de medidas, tales como:

- *Económicas*: Insistiendo en la reducción de sus costes de fabricación y precio final de la instalación, que podrá derivarse de las innovaciones que se introduzcan y, en gran medida de las economías de escala que se generen como consecuencia del aumento de la demanda y de los volúmenes de producción.
- *Estéticas*: Integrando los elementos fotovoltaicos en los edificios y en los entornos rural y urbano.
- *Financieras*: Consiguiendo condiciones de financiación aceptables para abordar la inversión necesaria.
- *Administrativas*: Obteniendo el máximo apoyo de las Administraciones Públicas, y clarificándose y agilizándose las tramitaciones necesarias.

1.3- Razones para elegir Energía Solar Fotovoltaica

Como se ha mencionado con anterioridad, aunque las instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos presentan ciertos inconvenientes, existen razones por las que elegir la energía solar fotovoltaica para la producción de energía eléctrica.

La generación de electricidad se realiza directamente a partir de la luz del sol, por lo que destaca la simplicidad en la obtención de la energía. Este tipo de instalaciones son idóneas en zonas donde no llega la electricidad.

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden integrarse en estructuras de construcciones nuevas o existentes y siempre van a poder ampliarse con nuevos elementos. Se pueden realizar módulos de diversos tamaños.



Otro motivo importante por el cual elegir energía solar fotovoltaica es el hecho de que los costes de operación son muy bajos. Además, el mantenimiento es sencillo y su coste no es elevado. Cabe destacar que los módulos fotovoltaicos están pensados para resistir todo tipo de fenómenos ambientales adversos y sus fabricantes garantizan los paneles por periodos de 20 a 40 años, incluyendo la producción y el rendimiento del módulo.

En relación con la seguridad de este tipo de instalaciones, en un sistema fotovoltaico, no hay riesgos que puedan afectar a personas o el entorno. Tampoco existen elementos nocivos o inflamables, no atraen rayos y, los inversores que conectan el sistema con la red eléctrica poseen dispositivos de seguridad que los hacen fiables.

1.4- Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica

El carácter modular de los generadores fotovoltaicos implica que se puedan constituir sistemas de suministro de energía eléctrica en un amplio rango de potencia. Por este motivo, la energía solar fotovoltaica es empleada en diversos ámbitos, algunos de los cuales se especifican a continuación [5].

- *Sistemas aislados:* La energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda. Estos sistemas se emplean, sobre todo, en lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resultar más económico instalarlos que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Dentro del grupo de sistemas aislados puede hacerse una clasificación entre diversas aplicaciones tales como industriales (telecomunicaciones, protección catódica, restaurantes y hoteles, luces para navegación, refrigeración y vacunas, señales de tráfico, estaciones meteorológicas, etc), de consumo (linternas, dispositivos de carga, ventilación en coches, teléfonos móviles, calculadoras, herramientas eléctricas, relojes, etc) o remotas (alumbrado, suministro a viviendas y poblados, riego, purificación del agua, escuelas, etc).

A continuación se detallan algunas de las aplicaciones nombradas anteriormente:

- *Aplicaciones Espaciales:* Desde los orígenes de la aventura espacial los satélites y naves espaciales han utilizado paneles solares, fotovoltaicos para alimentar sus equipos electrónicos.
- *Telecomunicaciones:* Existen multitud de equipos de telecomunicaciones situados en zonas de difícil acceso, alejados de la red eléctrica, alimentados por energía solar fotovoltaica. En estos casos, normalmente, la solución solar es la más económica y fiable.



- *Son ejemplos característicos:* Repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc.
 - *Señalización:* La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carretas y puertos, etc.
 - *Bombeo:* Al estar los pozos alejados de la red eléctrica, el bombeo con energía fotovoltaica es una solución muy adecuada. Estas instalaciones se adaptan muy bien a las necesidades ya que en los meses más soleados, que es normalmente cuando más agua se necesita, es cuando más energía se produce.
 - *Zonas protegidas:* En parajes naturales donde, por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.
 - *Electrificación de viviendas aisladas:* La distancia del punto de consumo a la red eléctrica puede hacer, en muchos casos, más rentable esta aplicación debido no solo al coste del instalar el tendido eléctrico sino también a la calidad del suministro eléctrico al evitarse cortes de electricidad, muy frecuentes en lugares aislados.
 - *Alumbrado de calles y carreteras:* La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.
 - *Sistemas centralizados para poblaciones rurales aisladas:* Cuando hay que electrificar una pequeña población rural aislada, la solución más idónea es instalar un sistema centralizado que gestione y distribuya la energía de los habitantes de la pequeña población.
- *Sistemas conectados a la red.* Se pueden encontrar dos casos: *centrales fotovoltaicas*, en las que la energía eléctrica generada se entrega directamente a la red eléctrica de transporte, (como en otra central convencional de generación eléctrica) y *sistemas fotovoltaicos en edificios o industrias*, conectados a la red eléctrica de distribución, en los que una parte de la energía generada se invierte en el mismo autoconsumo del edificio, mientras que la energía excedente se entrega a la red eléctrica. También es posible entregar toda la energía a la red; el usuario recibirá entonces la energía eléctrica de la red, de la misma manera que cualquier otro abonado al suministro. Además, en los sistemas conectados a la red, puede existir una división entre *Sistemas centralizados* (colectivo de propietarios, empresas públicas, pantallas sonoras, etc) y *Sistemas descentralizados* (integración en fachadas, tejados, escuelas, etc).



Algunas de las aplicaciones de los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red se señalan a continuación:

- *Tejados de viviendas:* Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos.

Una vez terminada la instalación, el sistema fotovoltaico es un elemento más de la vivienda, aportando una fuente adicional de producción de electricidad y un gran valor ecológico añadido.

- *Plantas de producción:* Las plantas de producción de electricidad son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc.). Para aumentar la capacidad de producción de una planta fotovoltaica de

producción eléctrica hasta en un 25% se suelen utilizar sistemas de seguimiento del Sol.

- *Integración en edificios:* En esta aplicación es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. Por integración fotovoltaica se debe entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía. La demanda de energía del sector terciario en la Unión Europea está creciendo de forma significativa, por lo que la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye a reducir la producción diurna de energía convencional.

La principal diferencia entre las instalaciones de conexión a red y las autónomas es que la energía sobrante en las de conexión a red se inyecta en la red directamente, mientras que en las autónomas la energía sobrante se acumula en las baterías para un uso posterior.

ELEMENTOS DE CONEXIÓN A RED



CAPÍTULO 2

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED: ELEMENTOS

2.1- Introducción

Los sistemas fotovoltaicos son los encargados de transformar la luz solar en electricidad. La electricidad generada puede ser utilizada directamente, almacenada o entregada a la red eléctrica.

Un sistema fotovoltaico está compuesto por un conjunto de equipos integrados adecuadamente para el correcto funcionamiento de la instalación, tales como: paneles fotovoltaicos, conexiones mecánicas y eléctricas, reguladores de carga, baterías o elementos de protección, entre otros.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red está compuesto por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre el sistema y la red eléctrica. De este modo, el sistema inyecta energía a la red cuando su producción supera al consumo local.

Los generadores fotovoltaicos captan la radiación solar y la transforman en energía eléctrica que se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente continua a corriente alterna, especialmente diseñado para dicha aplicación.

Uno de los factores favorables de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es la posibilidad de mejorar la calidad del servicio de la energía suministrada por la red, ya que la máxima producción del sistema fotovoltaico coincide con horas en las que los problemas de suministro para las compañías eléctricas son mayores.

Existen varios tipos de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red [4]:

- Instalaciones conectadas a red sobre fachadas en edificios o viviendas. Suelen ser instalaciones de pequeña potencia y vierten la energía en baja tensión (BT).
- Huertos o plantas solares. Se trata de instalaciones de mayor potencia, de hasta varios MW, que se conectan con la red en media tensión (MT).
- Instalaciones solares fotovoltaicas híbridas o combinadas. Combinan varios sistemas, como puede ser una instalación autónoma que vende su excedente de energía a la red, o una instalación fotovoltaica junto a una eólica para su conexión a red. Estas instalaciones incorporan sistemas de control adecuados.

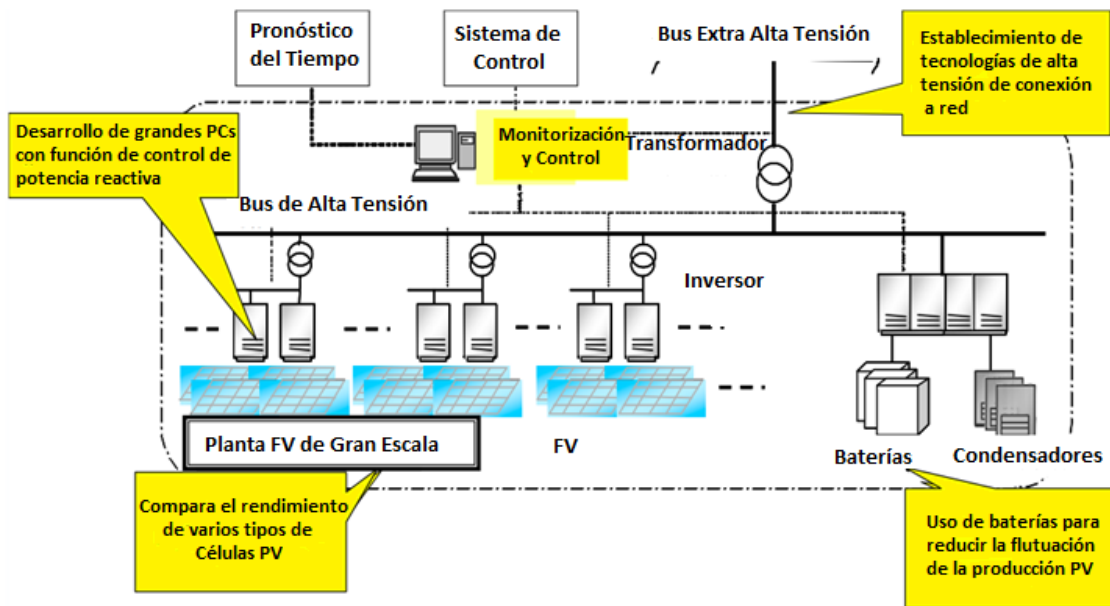


Figura 2.1 – Esquema de una Planta Fotovoltaica con Almacenamiento de Energía

2.2- Paneles Fotovoltaicos o Módulos fotovoltaicos

Un panel o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de celdas o células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz o radiación solar que incide sobre ellos.

Las células fotovoltaicas son elementos frágiles y deben ser protegidas por ambos lados. Esto se consigue colocándolas entre una capa de protección superior y otra inferior. El coeficiente de expansión térmica de los materiales protectores, tanto el superior como el inferior, debe ser similar y, además, compatible con el de las células.

Los materiales más empleados para la fabricación de las protecciones de las células fotovoltaicas son el vidrio y los plásticos.

- El vidrio tiene la ventaja de mantener intactas sus propiedades ópticas y eléctricas durante largos periodos. Los polímeros no impiden la penetración de la humedad en las uniones y la metalización, por lo que son apropiados si el silicio subyacente y los otros materiales son resistentes a la corrosión.
- Los plásticos son más ligeros que el vidrio, pero se deben escoger cuidadosamente puesto que algunos tipos pueden perder su transparencia a la luz y su solidez después de una larga exposición a la luz solar y a la atmósfera.

Un panel fotovoltaico, o módulo fotovoltaico, consiste en una red de células fotovoltaicas conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado. Además, varias redes se conectan como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

El tipo de electricidad que proporcionan los paneles fotovoltaicos es de corriente continua, por lo que será necesario incorporar un inversor y/o un convertidor de potencia para obtener corriente alterna o aumentar su tensión.

Características físicas de un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico debe estar dotado de los siguientes elementos:

- Células Fotovoltaicas. Se utilizan soldaduras especiales que unen el dorso de una célula con la cara frontal de la adyacente.
- Encapsulado de las Células Fotovoltaicas. Medio protector y de estabilidad de las células.
- Recubrimiento posterior. Para protección y cerramiento del módulo.
- Cubierta transparente. Recubre el módulo a la vez que deja pasar la luz.
- Enmarcado y sistema de fijación. Para la integración del módulo en la estructura o soporte.
- Conexiones eléctricas. Una o dos cajas situadas en la parte posterior del módulo, con los terminales positivo y negativo del mismo. Las cajas deben ser aptas para condiciones climáticas externas y disponer de prensaestopas para el cableado de interconexión del módulo fotovoltaico.

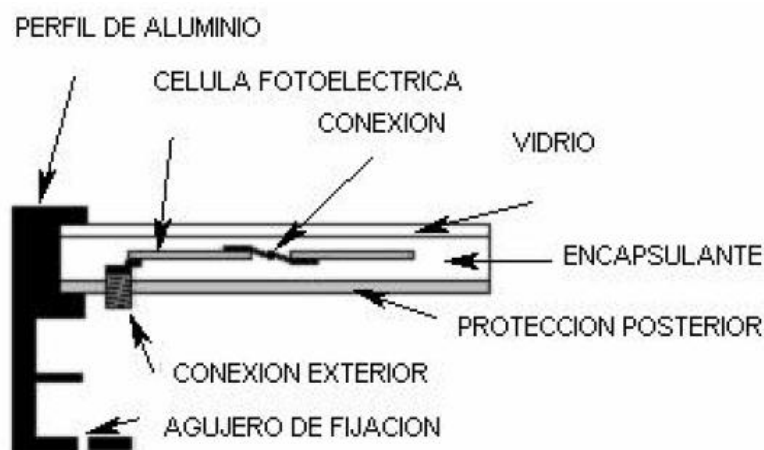


Figura 2.2 – Esquema de las Principales Características Físicas de un Módulo Fotovoltaico

2.2-1. Estructura de las Células Fotovoltaicas

Una célula solar, o célula fotovoltaica, es un dispositivo constituido por una lámina delgada de un material semiconductor (tiene unas propiedades electrónicas específicas), generalmente silicio, correctamente tratado, cuyo principal objetivo es transformar la energía solar en energía eléctrica.

La transformación de la energía solar en energía eléctrica se produce por el llamado *efecto fotovoltaico*, también conocido como *efecto fotoeléctrico*. La radiación solar, fotones, se convierte en energía eléctrica, electrones, de tipo corriente continua. Para que dicho efecto se produzca, es necesario dopar el silicio, o el material semiconductor, con elementos químicos como el boro, B, o el fósforo, P. Si no se dopa el elemento semiconductor, la energía de los fotones que pasa a los electrones de este semiconductor se perdería en forma de calor.

En resumen, una célula fotovoltaica está formada por una unión P-N de materiales semiconductores, que al ser excitada por la luz es capaz de producir una corriente eléctrica sobre la carga que tiene conectada, y cuyo funcionamiento se basa en el *efecto fotovoltaico*, descrito anteriormente.

En general, una célula fotovoltaica tiene un espesor total de entre 0,25 y 0,35 mm y está constituida por silicio mono o policristalino, se explica con detalle en el próximo apartado. Generalmente es de forma cuadrada, tiene una superficie comprendida entre 100 y 225 mm² y produce, con una radiación de 1 kW/m² a una temperatura de 25°C, una corriente comprendida entre 3 y 4 A, una tensión de aproximadamente 0,5 V y una potencia correspondiente de 1,5 - 2 W.

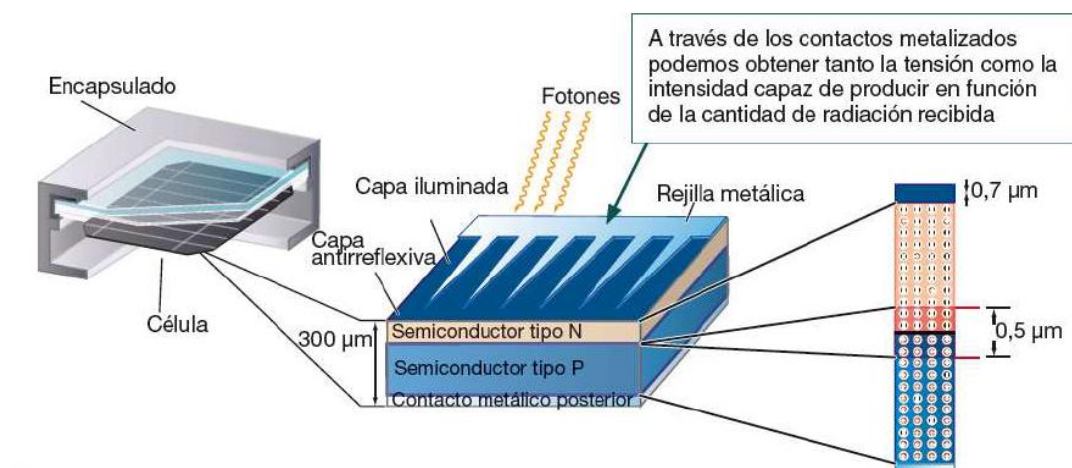


Figura 2.3 – Estructura de una Célula Solar

La estructura de una célula solar es igual a la estructura de un diodo. La curva I-V de una célula solar en la que no incida radiación (sin iluminación) se representa por la curva característica de un diodo.

La ecuación que se muestra a continuación explica este fenómeno,

$$I = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right]$$

Ecuación 2.1 – Corriente de Oscuridad

donde:

- I_0 es la corriente de saturación de oscuridad
- V es el voltaje aplicado
- e es el valor de la carga del electrón ($e = 1.60217733 \times 10^{-19} \text{C}$)
- m es el factor de idealidad del diodo (valor comprendido típicamente entre 1 y 2)
- k es la Constante de Boltzman ($k = 1.380658 \times 10^{-23} \text{J/K}$)
- T es la temperatura absoluta ($^{\circ}\text{K}$)
- Potencial térmico: $V_T = KT/e$, ($V_t = 25.7 \text{mV}$ a 25°C).

Cuando sobre la célula incide radiación, se generan portadores libres de carga originando una corriente eléctrica. Una célula solar en estas circunstancias es similar a una conexión en paralelo de una fuente de corriente y un diodo. La fuente de corriente genera la fotocorriente, I_L , cuyo valor aumenta con el aumento del nivel de irradiancia.

A continuación, en la figura 2.5, se puede observar que la curva característica de la célula fotovoltaica es igual a la del diodo pero desplazada una cantidad equivalente a la cantidad de fotocorriente en el sentido de la polarización inversa.

Si se desea obtener la corriente que pasa por una célula iluminada y sometida a una tensión V por efecto de la carga, se puede hacer uso del principio de superposición; es decir, sumando la corriente que pasaría por la célula si estuviese iluminada, con $V = 0$, y la corriente que pasaría si no estuviese iluminada, pero estuviese sometida a la tensión V .

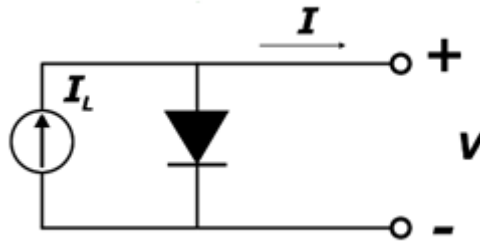


Figura 2.4 – Circuito simplificado equivalente de una Célula Solar Fotovoltaica

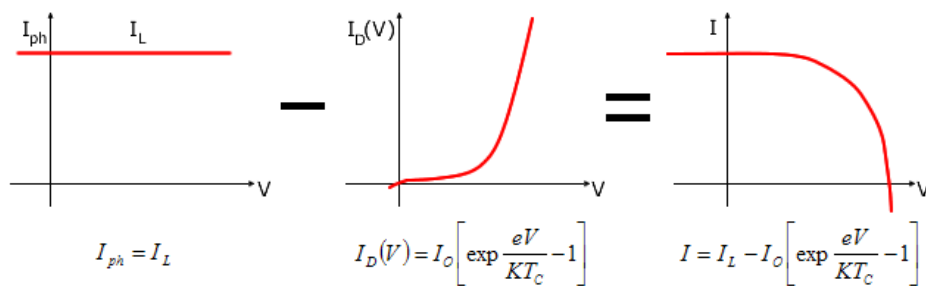


Figura 2.5 – Comportamiento de la Célula Solar Fotovoltaica

Sin embargo, la característica ideal de la célula solar fotovoltaica, descrito con anterioridad, se ve alterada por la presencia de dos factores:

- Resistencia serie de la célula, R_s . Resistencia interna de la célula debida a la metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio semiconductor con el que está fabricado. Cuando el factor de recubrimiento tiende a cero (la malla de metalización deja pasar más luz) la resistencia serie tiende a incrementarse hacia el infinito.
- Resistencia paralelo de la célula, R_p . Tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión *pn* que constituye la célula y es responsable de permitir la existencia de fugas de corriente.

Ambos factores afectan, sobre todo, al factor de forma, que implica variación sobre la eficiencia de la célula.

Teniendo en cuenta lo indicado anteriormente, el circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica real se representaría como en la figura 2.6, mostrada a continuación:

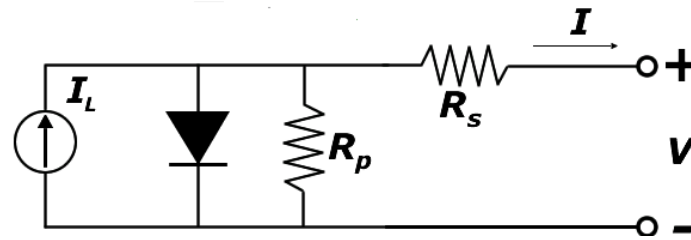


Figura 2.6 – Circuito equivalente de una célula solar real.

La figura 2.6 muestra la influencia cualitativa de R_s y R_p en la curva característica I-V de la célula. El factor de forma (cociente entre P_{MAX} y el producto de V_{OC} e I_{CC}) mejora para valores elevados de R_p y para valores bajos de R_s . La resistencia en paralelo está relacionada con la pendiente de la curva I-V en el entorno de I_{CC} (corriente de cortocircuito), mientras que la resistencia en serie lo está con la pendiente en V_{OC} (tensión en circuito abierto).

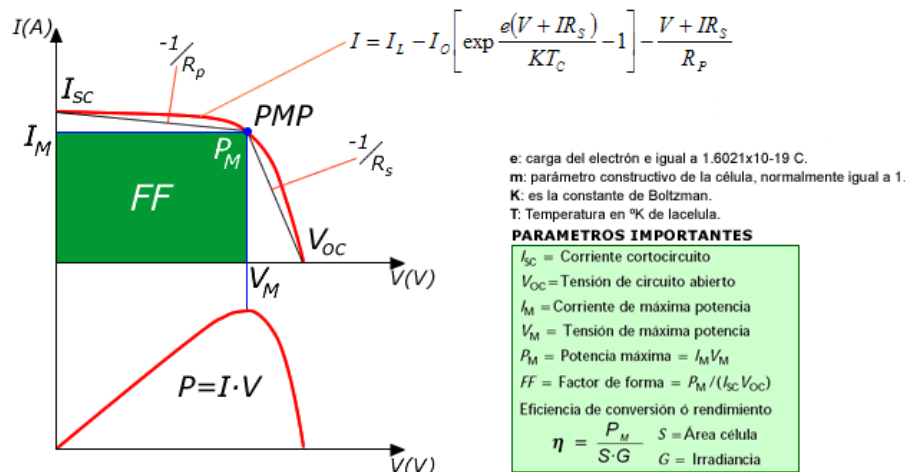


Figura 2.7 – Influencia de R_p y R_s sobre el Factor de Forma y la Eficiencia de la Célula

2.2-2. Tipos de Células Fotovoltaicas

En función del material del que están fabricadas, existen distintos tipos de células fotovoltaicas. Las más frecuentes son las células fotovoltaicas constituidas a partir de silicio. Dichas células se clasifican dependiendo de su estructura cristalina;

Pueden ser de:

- Silicio Monocristalino.
- Silicio Policristalino.
- Silicio Amorfo.

Las células fotovoltaicas de *silicio monocristalino* son las más caras, pero las más utilizadas debido a su alto rendimiento. Se depositan sobre el cristal del panel solar de forma que mantengan una estructura perfectamente ordenada. Se las reconoce por su color azul oscuro y su brillo metalizado; Además, tienen una estructura circular u octagonal. Su vida media suele ser de veinticinco años.

Las células fotovoltaicas de *silicio policristalino* se depositan sobre el cristal de manera más aleatoria que las *monocristalinas*, por lo que cambian su orientación cada cierto tiempo. Tienen un rendimiento menor y su color varía entre el azul y el gris de brillo metálico. Son más económicas que las celdas fotovoltaicas *monocristalinas*. Su utilización es menor que la de las células fotovoltaicas *monocristalinas* y su vida media se localiza alrededor de veinte años.

Por último, las celdas fotovoltaicas de *silicio amorfo*, se depositan en una fina capa sobre diferentes sustratos: vidrio, acero o polímeros. No tienen estructura cristalina, a diferencia de las anteriores y su color varía entre el marrón y el gris oscuro. Son económicas, poseen un rendimiento de alrededor del 6%, y son las más utilizadas en la fabricación de ciertos objetos, tales como las calculadoras o los relojes. Tienen una vida media aproximada de diez años.



Figura 2.8 – Células Fotovoltaicas: Monocristalina, Policristalina, Amorfa

Existen otros materiales para la fabricación de células fotovoltaicas como el telurio de cadmio, arseniuro de galio, diseleniuro de cobre en indio, que son menos utilizados, ya que presentan rendimientos más bajos.

2.2-3. *Funcionamiento*

Las células fotovoltaicas son dispositivos electrónicos que permiten transformar la energía luminosa, fotones, en energía eléctrica, flujo de electrones libres, generando energía solar fotovoltaica mediante el *efecto fotoeléctrico*, proceso por el cual se liberan electrones de un material por la acción de la radiación.

Para que el efecto fotoeléctrico se produzca, debe cumplirse lo siguiente:

$$E_{\text{Fotón}} = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g$$

Ecuación 2.2 – Energía Fotón

$$E_{\text{Fotón}}(eV) = \frac{1240}{\lambda(nm)}$$

Ecuación 2.3 – Energía Fotón

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón, creando al pasar un «hueco». Normalmente, el electrón encuentra rápidamente un hueco para volver a llenarlo y, la energía proporcionada por el fotón, se disipa.

El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él. De este modo se producirá una diferencia de potencial y, por lo tanto, tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión *pn*, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n.

- La capa superior de la celda se compone de silicio dopado de tipo n. En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, como carga negativa (electrones). El material permanece eléctricamente neutro: es la red cristalina quien tiene globalmente una carga negativa.
- La capa inferior de la celda se compone de silicio dopado de tipo p. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro, los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, está cargada positivamente. La conducción eléctrica está asegurada por los huecos, positivos (p).
- En el momento de la creación de la unión *pn*, los electrones libres de la capa n entran en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Existirá así durante toda la vida de la unión, una carga positiva en la región n a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga negativa en la región p a lo largo de la unión (porque los huecos han desaparecido). El conjunto forma la «Zona de Carga de Espacio» (ZCE) y existe un campo eléctrico entre las dos, de n hacia p.



El campo eléctrico hace de la ZCE un diodo, que solo permite el flujo de corriente en una dirección: los electrones pueden moverse de la región p a la n, pero no en la dirección opuesta y, por el contrario, los huecos no pasan más que de n hacia p.

En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, creando un electrón libre y un hueco, bajo el efecto de este campo eléctrico cada uno va en dirección opuesta: los electrones se acumulan en la región n (para convertirse en polo negativo), mientras que los huecos se acumulan en la región dopada p (que se convierte en el polo positivo).

Este fenómeno es más eficaz en la ZCE, donde casi no hay portadores de carga (electrones o huecos), ya que son anulados, o en la cercanía inmediata a la ZCE: cuando un fotón crea un par electrón-hueco, se separan y es poco probable que encuentren a su opuesto, pero si la creación tiene lugar en un sitio más alejado de la unión, el electrón (convertido en hueco) mantiene una gran oportunidad para recombinarse antes de llegar a la zona n). Pero la ZCE es necesariamente muy delgada, así que no es útil dar un gran espesor a la célula.

En resumen, una célula fotovoltaica es el equivalente de un Generador de Energía a la que se le añade un diodo.

Además, es preciso incorporar contactos eléctricos para que permitan el paso de la luz.

Puede ocurrir que algunos fotones no sean aprovechados para la creación de energía eléctrica por diferentes razones:

- Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

Para que la célula funcione, y produzca la potencia máxima de corriente se le añade la banda prohibida de los semiconductores a nivel de energía de los fotones. Es posible aumentar las uniones a fin de explotar al máximo el espectro de energía de los fotones, lo que produce las células multijuntas.

A continuación, en la figura 2.9, se presenta un esquema que resume los conceptos explicados con anterioridad.

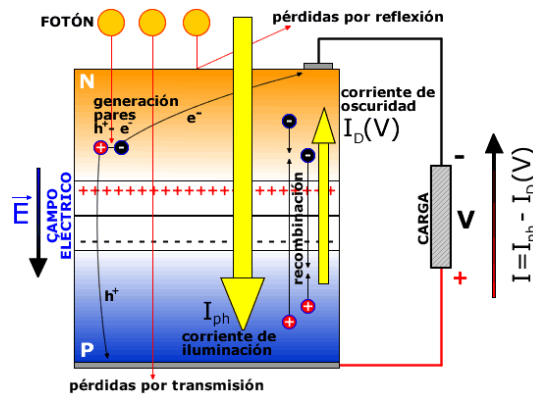


Figura 2.9 – Principio de Funcionamiento de la Célula Fotovoltaica

2.2-4. Características Eléctricas

Anteriormente se ha mencionado el hecho de que la estructura de una célula fotovoltaica es la de un diodo. Por este motivo, cuando se desea hacer uso de las células fotovoltaicas en instalaciones prácticas, se deben tener en cuenta una serie de características eléctricas, las cuales se describen a continuación:

- Tensión de Circuito Abierto, V_{oc} . Diferencia máxima de potencial entre los extremos de la célula; ocurre cuando la célula fotovoltaica no está conectada a ninguna carga.
- Corriente de Cortocircuito, I_{cc} . Valor máximo de corriente que circula por una célula fotovoltaica en cortocircuito.
- Tensión Óptima, V_m . Valor de la tensión que origina la corriente óptima, al ser aplicada sobre una carga R_m de valor óptimo, elegida de tal modo que la potencia eléctrica sea máxima.
- Corriente Óptima, I_m . Intensidad que circula por la celda en el punto de funcionamiento óptimo, teniendo aplicada una carga R_m de valor óptimo, elegida de modo de que la potencia eléctrica sea máxima.
- Factor de Forma. Cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito.

La definición de Factor de Forma queda recogida en la fórmula adjunta a continuación:

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

Ecuación 2.4 – Factor de Forma

- Punto de Máxima Potencia, MPP (Maximum Power Point). Se trata del punto en el que la potencia entregada por el panel es máxima. Un panel trabaja en condiciones de potencia máxima cuando la resistencia del circuito externo es tal que determina unos valores de tensión y corriente cuyo producto sea máximo. Estos valores de tensión y corriente son V_m e I_m .

Para que el inversor opere en el MPP, es necesario un algoritmo en el que se controle la tensión de operación del generador fotovoltaico. Por este motivo, los inversores conectados directamente al generador fotovoltaico, deberán disponer de un Seguidor del Punto de Máxima Potencia, SPMP, o Maximum Power Point Tracking (MPPT), que irá ajustando continuamente la impedancia de carga con el fin de que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema que el generador puede proporcionar a lo largo del día.

El seguimiento del punto de máxima potencia se lleva a cabo también en el bloque de generación, en el que se realiza un seguimiento mecánico del sol, para obtener la máxima irradiancia al colocar los paneles fotovoltaicos perpendicularmente al sol. Este punto se desarrolla más adelante en el apartado de *Generadores Fotovoltaicos*.

Existen dos factores principales que hacen que el Punto de Máxima Potencia varíe:

- *Irradiancia*: al aumentar la irradiancia, aumenta I_{CC} . Además, aumenta ligeramente, V_{OC} . Por lo tanto aumenta la potencia máxima. Este hecho implica que el rendimiento también sea mayor.

$$P_M = FF \cdot V_{OC} \cdot I_{CC}$$

Ecuación 2.5 – Potencia Máxima

- *Temperatura*: el aumento de temperatura provoca que V_{OC} y FF disminuyan e I_{SC} aumente ligeramente, con lo que la potencia máxima disminuye y, por consiguiente, el rendimiento será menor.

- Temperatura de Operación Nominal de la Célula, T_{ONC} . Valor de la temperatura que alcanzan las células solares cuando se someten a las siguientes condiciones de operación:
 - Irradiancia: 800W/m^2
 - Incidencia normal
 - Espectro radiante, densidad del aire: AM 1,5 G
 - Temperatura ambiente: 20°C
 - Velocidad del viento: 1m/s
- Rendimiento o Eficiencia de Conversión Energética. Cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga (P_M) y la irradiancia incidente (P_L) sobre la célula, que es el producto de la irradiancia incidente G por el área de la célula S :

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L}$$

Ecuación 2.6 – Eficiencia de Conversión Energética

Dichos parámetros se obtienen en unas condiciones estándar de medida de uso universal según la norma EN61215.

- Irradiancia: 1000W/m^2 (1KW/m^2)
- Incidencia normal.
- Espectro radiante, densidad del aire: AM 1,5 G
- Temperatura de la célula: 25°C

2.2-5. Curva Característica I-V del Panel o Módulo Fotovoltaico

Un panel o módulo fotovoltaico se encuentra definido eléctricamente por su curva I-V. La curva representa las posibles combinaciones de corriente y tensión para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas. El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará, vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

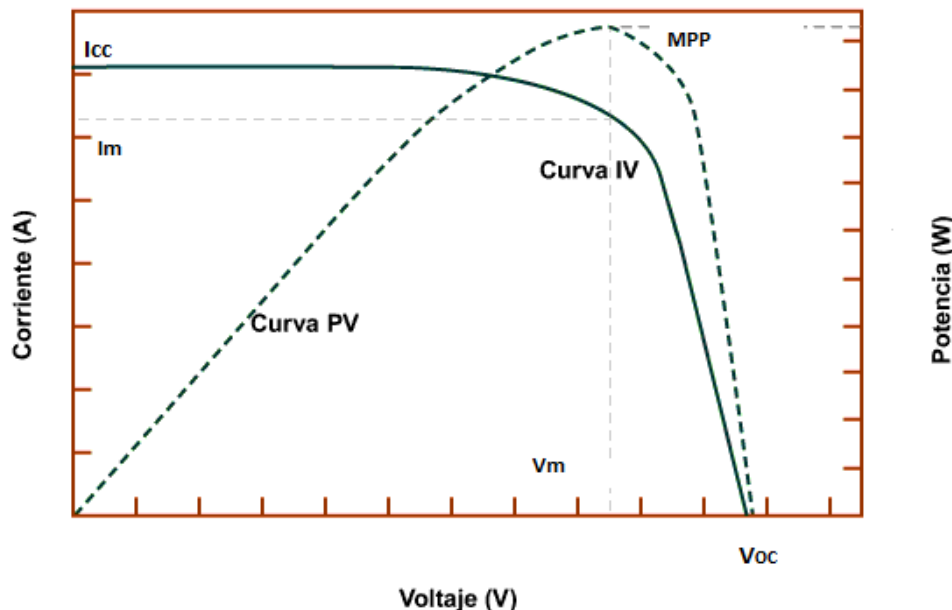


Figura 2.10 – Curva Característica I – V y Curva P – V de un Módulo Fotovoltaico

En la configuración óptima de la curva, el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia, MPP, y se pueden utilizar dispositivos de control electrónicos, llamados seguidores del punto de máxima potencia, para ajustar cualquier carga al punto de máxima potencia.

La curva característica I-V de un panel fotovoltaico indica la potencia instantánea en función de las condiciones de operación, que varían a lo largo del día:

- Irradiancia. La corriente generada es proporcional a la irradiancia.
- Temperatura de Operación. El voltaje disminuye con la temperatura.
- Respuesta Espectral. El espectro solar varía con la hora del día y la estación del año. Además, en función del fabricante y de la tecnología, la respuesta espectral de las células varía.
- Ángulo de incidencia de la radicación solar sobre el generador fotovoltaico.

2.3- Generadores Fotovoltaicos

Es el elemento formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo entre sí.

- Conexión en serie. La corriente total del módulo se adapta a la del módulo que genera menos corriente, mientras que la tensión global es el resultado de la suma de la tensión de cada módulo. Un conjunto de módulos conectados en serie constituye una cadena, también conocido como “string”.



- Conexión en paralelo. La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena o “string”. Sin embargo, la tensión global del sistema es equivalente a la tensión generada por una sola cadena.

La potencia nominal total del sistema es equivalente a la suma de la potencia nominal de cada módulo.

El tamaño del generador fotovoltaico es dependiente de diversos factores, tales como la radiación solar recibida, el valor energético de la carga, la máxima potencia de salida del panel, el rendimiento del mismo, la orientación de los paneles, la temperatura ambiente y el resto de componentes de la instalación.

Prestar atención a estos factores tiene como objetivo disponer de un generador que produzca energía cumpliendo con los requisitos esenciales y de manera óptima.

Los paneles fotovoltaicos que conforman el generador, están montados sobre una estructura mecánica, capaz de sujetarlos, y orientada para conseguir la optimización de la radiación solar incidente sobre el generador fotovoltaico; esta estructura puede ser fija o móvil.

- Estructura Fija. Existen diferentes modelos en función del lugar donde se encuentren situados los paneles fotovoltaicos (en suelos, en postes, en pared, en tejados).
 - Estructura Móvil. Sistema de seguimiento de la trayectoria solar, en uno o dos ejes. Con este tipo de estructura se consigue aprovechar al máximo la radiación solar diaria incidente sobre los paneles fotovoltaicos.
 - *Seguimiento horizontal en un eje:* El eje de rotación es horizontal respecto al suelo.
 - *Seguimiento vertical en un eje:* El eje de rotación es vertical respecto al suelo. Este tipo de seguidores rotan de Este a Oeste a lo largo del día.
 - *Seguimiento en un eje inclinado.* Todos los seguidores cuyos ejes de rotación estén entre el horizontal y el vertical son considerados seguidores de eje inclinado. Los ángulos de inclinación reducen el perfil de viento y disminuye la altura respecto a tierra.
- Este tipo de ejes están alineados con el eje de rotación de la tierra.
- *Seguimiento en doble eje. Horizontal e inclinado.* En este tipo de seguidores el eje principal es el horizontal al suelo. Mientras que el eje secundario es el de inclinación.

- *Seguimiento en dos ejes. Azimut y elevación.* El seguimiento se realiza tanto en el eje vertical, proporcionando el seguimiento azimut, como el en horizontal, ejecutando el seguimiento de inclinación. Este sistema es el más empleado en instalaciones de gran volumen ya que ofrecen una mayor precisión.



Figura 2.11 – Estructuras Móviles

Para llevar a cabo estos seguimientos se utilizan métodos como el seguimiento por sensores, por reloj solar y por coordenadas.

2.3-1. Estructura del Generador Fotovoltaico

Un generador fotovoltaico comprende una variedad de componentes tales como: Módulos, estructuras de soporte, diodos de “bypass”, diodos de bloqueo, fusibles, cables y terminales, dispositivos de protección contra sobretensiones (varistores), seccionadores o interruptores y cajas de conexión.

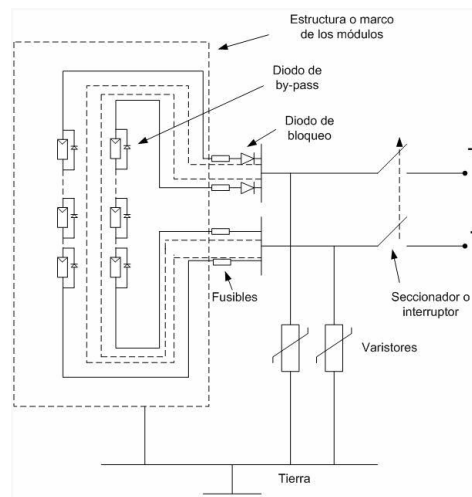


Figura 2.12 – Esquema General de la Estructura de un Generador Fotovoltaico

Como se vio en el apartado anterior, la asociación de las células que conforman los módulos puede ser tanto en serie como en paralelo. La asociación de varios módulos se denomina hilera o rama.



En antiparalelo a ellas, se conectan los diodos ‘by-pass’, permitiendo un camino alternativo a la corriente cuando alguna de las células que forman la hilera está parcialmente sombreada.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir pérdidas por inversión de corriente cuando el generador fotovoltaico está conectado a una fuente de tensión como por ejemplo una batería, en situación de no iluminación, de noche.

Los fusibles protegen a los conductores de sobrecorrientes y se pueden instalar cuando el generador fotovoltaico está compuesto de varias hileras o ramas en paralelo, en el conductor que colecta la intensidad generada en dichas ramas si no tiene la suficiente capacidad para soportar de modo permanente la intensidad de corto circuito, máxima, proveniente del conjunto de dichas ramas. No obstante, en un diseño adecuado del cableado de un generador fotovoltaico conectado a red, los cables o conductores que lo conforman deberán tener la suficiente sección para permitir el paso de la máxima corriente generada, intensidad de cortocircuito de la rama o suma de las intensidades de cortocircuito de las ramas en paralelo asociadas, sin sobrecalentarse o sin presentar caídas de tensión según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT, e instrucciones complementarias.

Por este motivo, en la mayoría de ocasiones los fusibles se emplean asociados a los seccionadores que aíslan al generador fotovoltaico de los equipos conectados a él.

Otros de los elementos importantes incluidos en el generador fotovoltaico son las cajas de conexión. El generador fotovoltaico dispone de un número elevado de cajas de conexión. Una mala conexión, debida a un mal apriete del terminal o corrosión de éste por insuficiente estanqueidad de la caja, puede inutilizar una rama o varias y, en el peor de los casos, provocar un fuego.

El generador fotovoltaico también tiene incorporados varistores o dispositivos descargadores de sobretensiones atmosféricas. Se instalan entre los terminales positivos y negativos de una rama o asociación de ramas y entre cada uno de los terminales y la tierra de toda masa metálica.

Finalmente, la estructura soporte del generador fotovoltaico sirve para unir y dotar de rigidez la asociación serie-paralelo de los módulos que lo componen. Debe estar diseñada para soportar todas las cargas mecánicas que pudieran presentarse en cada caso: viento, nieve, contracciones y dilataciones por cambios de temperatura, etc.



2.4- Regulador de Carga

El regulador de carga es un elemento cuya función fundamental es la de impedir que la batería continúe recibiendo energía del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima. Si, una vez que se ha alcanzado la carga máxima, se intenta seguir introduciendo energía, se inicia en la batería procesos de gasificación (hidrólisis del agua en hidrógeno y oxígeno) o de calentamiento, que pueden llegar a ser peligroso y, en cualquier caso, acortaría sensiblemente la vida de la misma.

Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga, con el fin de evitar que se agote en exceso la carga de la batería, siendo éste un fenómeno, que como ya se ha dicho, puede provocar una sensible disminución en la capacidad de carga de la batería en sucesivos ciclos.

El regulador de carga debe ser instalado en la unión de los paneles solares con la batería, para un funcionamiento satisfactorio del sistema, salvo en el caso de los paneles autorregulados.

El regulador de carga funciona como un servomecanismo en el que se compara en valor deseado en la carga con uno de referencia, y efectúa los cambios necesarios para compensar las variaciones de la fuente primaria y las debidas al consumo o carga conectada a nuestro sistema fotovoltaico. Su tiempo de respuesta es finito y su error en la estabilidad es función de la ganancia del bucle de la realimentación.

Debe poder generar alarmas en función del estado de la carga de la batería. Algunos reguladores incorporan una alarma sonora o luminosa previa a la desconexión para que el usuario pueda tomar medidas adecuadas, como reducción del consumo, u otras. Los reguladores más modernos integran las funciones de prevención de la sobrecarga y las sobredescargas en un mismo equipo, que además suministra información del estado de carga de la batería, la tensión existente en la misma además de tener incorporados sistemas de protección tales como fusibles, diodos, etc., para prevenir daños en los equipos debidos a excesivas cargas puntuales. Estos reguladores también pueden incorporar sistemas que sustituyan a los diodos encargados de impedir el flujo de electricidad de la batería a los paneles solares en la oscuridad, con un costo energético mucho menor.

Los reguladores actuales introducen micro controladores para la correcta gestión del sistema fotovoltaico. Su elaborada programación permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales.



Como el regulador de carga controla constantemente el estado de carga de las baterías, regulando la intensidad de carga de las mismas, la vida útil de las baterías es mayor.

2.4-1.Regulación de la Intensidad de Carga de las Baterías

➤ Igualación

El regulador de carga permite automáticamente la igualación de cargas de los acumuladores tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo la gasificación del electrolito en caso contrario.

➤ Carga profunda

Tras la igualación, el regulador de carga permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción, hasta que se alcanza el nivel máximo de carga. Es entonces cuando, interrumpiendo la carga, el sistema de control del regulador pasa a la siguiente fase de flotación. Cuando se alcanza el punto máximo de carga, la batería ha

alcanzado un nivel de carga próximo al 90% de su capacidad total, en la siguiente fase de flotación se completará el 100% de la capacidad total de carga de la batería.

➤ Carga final y Flotación

La carga final de la batería se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación denominada “Banda de Flotación Dinámica”, (BFD). La BFD es el rango de tensión cuyos valores máximo y mínimo se fijan entre la capacidad total de carga y la tensión nominal de la batería. Una vez alcanzado el voltaje total de carga de la batería, el regulador de corriente inyecta una corriente pequeña al sistema, denominada corriente de flotación, tal que permita mantener la batería a plena carga y, en caso de que el sistema consuma energía, se compensa la autodescarga de las baterías.

2.4-2.Tipos de Reguladores de Carga

Existen dos tipos de reguladores de carga:

- Reguladores lineales. Operan con corriente continua a la entrada de un nivel siempre superior a la salida deseada. Equivalen a una resistencia cuyo valor se ajusta automáticamente y está conectada entre la entrada y la salida que, por efecto Joule, disipa en forma de calor el exceso de potencia eléctrica disponible en la fuente primaria, siempre superior a la que exige la carga. Su rendimiento energético es bajo.



- Reguladores conmutados. Su principio de funcionamiento está basado en un conmutador que interrumpe el suministro de corriente en la fuente primaria, a intervalos de duración variable con respecto a los de conducción, haciendo automáticamente que el valor medio de la energía conducida coincida con las necesidades de la carga. Como no existe en ellos ninguna pérdida intencionada de energía, el rendimiento teórico será la unidad. Además, en algunos casos, pueden funcionar con *corriente continua pulsante* como es una señal alterna rectificadora sin filtrar.

2.4-2.1. Tipos de reguladores lineales

Los reguladores lineales se agrupan en dos categorías, en función del paso que toma la corriente de carga respecto al banco de baterías:

- control en serie
- control en paralelo

En el *regulador serie* la energía sobrante, disipada intencionadamente en forma de calor, aumenta en proporción directa con la carga a la que es sometida la fuente.

En el *regulador paralelo* la energía disipada en el regulador disminuye cuando aumenta la carga. Esto es un contrasentido cuando se demanda de la fuente una carga muy inferior a sus posibilidades. Además, el regulador paralelo tiene un elemento más que también disipa calor, una resistencia por la que circulan las corrientes de carga y del propio regulador.

Por tanto, sea cual sea la situación, una fuente primaria con un regulador paralelo entrega siempre una potencia igual o superior a una fuente primaria con un regulador serie funcionando en las mismas condiciones, es decir el rendimiento del primero es inferior o igual al del segundo. Esto se debe a que en la resistencia que acompaña al regulador paralelo, se disipa la misma potencia que en el regulador serie.

Por otro lado, el regulador paralelo impide que las variaciones de corriente de la carga aparezcan en la fuente primaria. Esto le proporciona una facultad de aislamiento entre la carga y la fuente primaria que es importante en ciertos casos en que se manejan frecuencias elevadas y diferentes cargas.

En caso de sobrecarga, los reguladores serie reciben el impacto directo de dicha sobrecarga por lo que son más frágiles que los reguladores paralelo.

Prácticamente los reguladores en paralelo se ven relegados a un segundo plano, usándose sólo en casos de bajo consumo de energía o cuando es muy importante la interacción entre equipos o secciones del mismo alimentadas por una única fuente primaria. El caso más conocido es el de un circuito regulador con diodo Zéner.

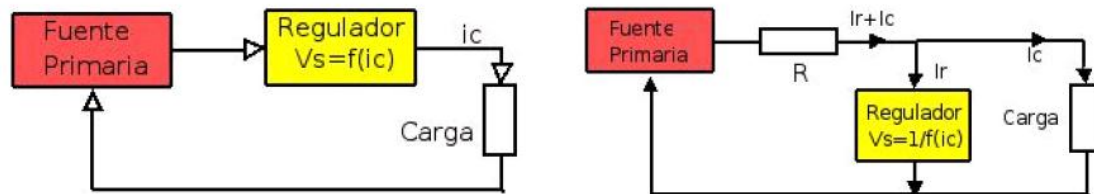


Figura 2.13 – Reguladores de carga (a) en Serie y (b) en Paralelo

2.4-3. Parámetros Importantes que Determinan el Funcionamiento del Regulador de Carga.

- Intensidad Máxima de Carga o de Generación. Máxima intensidad de corriente procedente del campo de paneles fotovoltaicos que el regulador es capaz de admitir.
- Intensidad Máxima de Consumo. Máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación y control al consumo.
- Voltaje Final de Carga. Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico. Vale aproximadamente 14.1 V para una batería de plomo ácido de tensión nominal 12V.

2.4-4. Características

- Desconexión del Consumo por Baja Tensión de Batería

La tensión de desconexión del consumo es la tensión de la batería a partir de la cual se desconectan las cargas de consumo.

La desconexión de la salida de consumo por baja tensión de batería indica una situación de descarga del acumulador próxima al 70% de su capacidad nominal.

Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de tensión de maniobra de desconexión de consumo durante más de un tiempo establecido, se desconecta el consumo. Se realiza para evitar que una sobrecarga puntual de corta duración desactive el consumo



➤ Alarma por Baja Tensión de Batería

La alarma por baja tensión de la batería indica una situación de descarga considerable. Esta alarma está en función del valor de la tensión de desconexión de consumo que, por norma general, será de 0.05 volt/elem.

Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor para el que se dispara la alarma durante más tiempo del determinado, entonces el consumo se desconecta, el regulador entra en fase de igualación y el consumo no se restaurará hasta que la batería alcance media carga.

➤ Protecciones

Existen protecciones contra:

- Sobrecarga temporizada en consumo.
- Sobretensiones en paneles fotovoltaicos, baterías y consumo.
- Desconexión de batería.

➤ Indicadores de Estado

Los indicadores de estado del regulador de carga se nombran a continuación:

- Indicadores de tensión en batería.
- Indicadores de fase de carga.
- Indicadores de sobrecarga/ cortocircuito.

➤ Parámetros de Dimensionamiento

Los principales parámetros de dimensionamiento a tener en cuenta son la tensión nominal, la cual se corresponde con la tensión del sistema (en general 12, 24 , 48 V), y la intensidad del regulador, que ha de ser mayor que la recibida en total del campo de paneles fotovoltaicos.

2.5- Baterías

La energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en las baterías, para que sea disponible cuando la iluminación es insuficiente. Por lo tanto, la función principal de las baterías en un sistema de generación fotovoltaico es la de acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de baja insolación.



Es el elemento más crítico del sistema.

Las características que identifican una batería solar respecto a las baterías comunes utilizadas en otros sistemas son su mayor profundidad de descarga PD y su alto valor para el ciclaje.

A diferencia de una batería de coche, la batería de un sistema solar debe estar preparada para sostener corrientes moderadas de una decena de amperios durante horas, además de poder permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente los periodos de reposo son nulos, ya que durante estos la batería está siendo cargada o descargada.

Los principales requisitos que deben cumplir las baterías para ser empleadas en este tipo de instalaciones son:

- Constante disponibilidad para absorber y suministrar energía eléctrica en grandes y pequeñas cantidades.
- Suministro de corriente suficientemente grande.
- Larga vida útil en el funcionamiento cíclico.
- Servicio con poco mantenimiento.
- Valor de autodescarga bajo.

Para la instalación de baterías en sistemas fotovoltaicos, es necesario conocer algunos conceptos fundamentales:

- Capacidad. Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, es decir una batería de 130Ah es capaz de suministrar 130A en una hora o 13A en diez horas. También, al igual que para módulos solares, puede definirse el voltaje de circuito abierto y el voltaje en carga, que es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado. Las baterías tienen un voltaje nominal que suele ser de 2, 6, 12, 24V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación.
- Eficiencia de carga. Es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada. Una eficiencia del 100% significa que toda la energía empleada para la carga puede ser remplazada para la descarga posterior. Si la eficiencia de carga es baja, es necesario dotarse de un mayor número de paneles para realizar las mismas aplicaciones.



- Autodescarga. Proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- Profundidad de descarga. Valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Como ejemplo, si tenemos una batería de 100Ah y la sometemos a una descarga de 20Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%.

A partir de la profundidad de descarga podemos encontrarnos con descargas superficiales (de menos del 20%) o profundas (hasta 80%). Ambas pueden relacionarse con ciclos diarios y anuales. Es necesario recalcar que cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga, mayor será la duración del acumulador. También es importante saber que, para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga.

Todos estos parámetros característicos de los acumuladores pueden variar sensiblemente con las condiciones ambientales, tal como ocurría en los módulos fotovoltaicos.

Existe en el mercado una amplia variedad de baterías por lo que, dependiendo del tipo de instalación, se recomienda el uso de un tipo de baterías u otro.

2.5-1. Elementos Constructivos

En este apartado se detallan los principales elementos que conforman las baterías.

- La Célula. Es el elemento electroquímico básico de una batería, consistente en un conjunto de placas positivas y negativas separadas por medio de separadores aislantes, inmersas en una solución de electrolito, todo ello dentro de un contenedor.
- Material Activo. Forma las placas positivas y negativas, que son los reactivos de la célula. La cantidad de materia activa es proporcional a la capacidad, Ah, que la batería puede suministrar.
- Electrolito. Es un medio conductivo que permite el flujo de corriente mediante transferencia iónica, o la transferencia de electrones entre las placas de la batería.
- Rejilla. Elemento empleado como soporte de la materia activa y, en las baterías de Pb-a, está formado por una aleación de plomo. Para reforzar la rejilla, se suelen utilizar como elementos de aleación el antimonio o el calcio y definen las diferentes características de las baterías. Dependiendo de la forma de la rejilla, se diferencia entre baterías tubulares y planas.

- Placas. Consisten en una rejilla con material activo, también denominado electrodo. Generalmente, en cada célula hay un número de placas conectadas en paralelo a un bus situado en la parte superior de las placas, tanto positiva como negativa. La profundidad del ciclado de una batería depende del grosor de las placas.
- Separadores. Material poroso, goma, plásticos y aislante que separa las placas positiva y negativa, evitando el cortocircuito de las mismas y permitiendo el flujo del electrolito y los iones entre ellas. En algunos casos, suelen ser envolventes, evitando el cortocircuito debido a la posible deposición de materia activa en el fondo del contenedor.
- Elemento. Definido como un conjunto de placas positivas y negativas y separadores, montados juntos con buses que conectan las placas positivas y negativas.
- Bornas. Son las conexiones eléctricas externas, positiva y negativa.
- Tapones. Durante la carga de la batería se producen gases que salen al exterior a través de los tapones. Existen tapones que son autorecombinantes, disminuyendo la pérdida de agua en el gaseo.
- Carcasa o Contenedor. Fabricados comúnmente de plástico o goma dura y contiene todos los elementos de la batería. Las carcasas transparentes facilitan el control visual del nivel electrolito.

A continuación se muestra un esquema de los elementos que forman una batería.

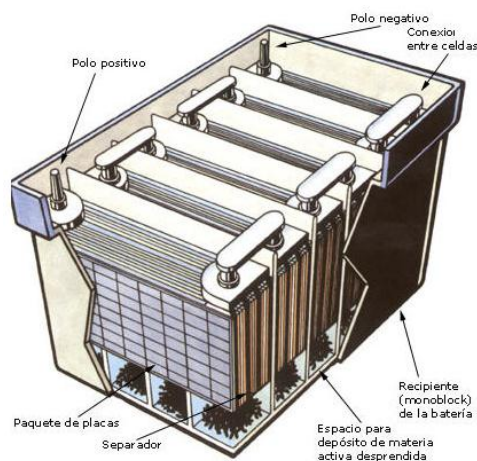


Figura 2.14 – Esquema General de los Elementos Constructivos de una Batería



2.5-2. Baterías Plomo-Ácido

En una batería típica de plomo-ácido, cada célula tiene un voltaje nominal en torno a 2V, aunque la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto, que suele variar entre 1,75V y 2,5V, siendo el promedio en torno a los 2V. Las celdas se pueden asociar en serie para proporcionar, por ejemplo, tensiones de 12V, 6 elementos en serie, o 24V, 12 elementos en serie.

Si las baterías están conectadas en paralelo, las tensiones no varían, pero sus capacidades de corriente se suman. Sólo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.

Los materiales activos son el PbO_2 en la placa positiva y el Pb en la negativa, que reaccionan con el ácido sulfúrico del electrolito, disolución de ácido sulfúrico en forma líquida, como gel o cristalizado, durante la operación de la batería para producir agua y sulfato de plomo durante la descarga y viceversa durante el proceso de carga.

Dentro de la categoría de baterías plomo-ácido, las más comunes son las de plomo-antimonio, plomo-calcio y plomo-selenio.

- Baterías de Pb-antimonio. Utilizan antimonio como elemento principal en la aleación con plomo en las rejillas. El uso de antimonio proporciona una mayor fortaleza mecánica a las rejillas y altos regímenes de descarga con muy buena profundidad de ciclado. Además, limitan las pérdidas de material activo y tienen un mayor tiempo de vida que las baterías de Pb – calcio cuando operan a altas temperaturas.
Por otro lado, tienen una elevada autodescarga y requieren una frecuente adición de agua. La mayoría son de tipo abierto con tapones recombinantes para disminuir el mantenimiento.
- Baterías de Pb-calcio. Utilizan calcio como elemento en la aleación de las rejillas. Poseen baja autodescarga y requieren de un menor mantenimiento que las anteriores. No obstante, tienen peor aceptación de la carga después de descargas profundas y menor tiempo de vida bajo descargas repetitivas mayores del 25%. En general, no toleran bien la sobredescarga, las descargas muy profundas y la operación a elevadas temperaturas. Pueden ser de dos tipos, abiertas o selladas. Estas últimas incorporan la cantidad suficiente de electrolito para su tiempo de vida sin adición de agua.



2.5-3. *Baterías de Electrolito Inmovilizado*

Son otro tipo de batería Pb-ácido, con la característica especial de tener el electrolito inmovilizado de algún modo.

Estas baterías son muy sensibles a los métodos de carga, voltajes de regulación y operación bajo temperaturas extremas. Los dos tipos más comunes de este tipo de baterías son las de gel, que suelen utilizar rejillas de Pb-calcio; la adición de dióxido de silicio “gelifica” el electrolito, y las AGM, Absorbed Glass Mat, en las que el electrolito está en forma cristalina formando capas entre las placas y están especialmente diseñadas para minimizar la pérdida de agua en la sobrecarga.

2.5-4. *Baterías Níquel–Cadmio*

Este tipo de baterías se caracteriza por su larga vida útil, su bajo mantenimiento, no les afectan las sobrecargas excesivas y los voltajes de regulación no son parámetros críticos. Sin embargo, el precio de estas baterías es muy elevado al de las de Pb-ácido.

En una célula de una batería típica de Ni-Cd, los electrodos positivos están fabricados de hidróxido de níquel, NiO(OH) y los electrodos negativos de cadmio, Cd, ambos inmersos en una solución de hidróxido potásico, KOH.

2.6- **Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red**

En este apartado del capítulo, se va a realizar una pequeña introducción a los inversores fotovoltaicos de conexión a red ya que, en el próximo capítulo de la memoria se realizará un estudio en profundidad de este elemento de la instalación.

El inversor se encarga de transformar la corriente continua de los paneles solares en corriente alterna y se conecta a la red. Puede haber uno o varios, dependiendo de la configuración del sistema. Debe de cumplir una serie de características, como asegurar una señal de buena calidad, sincronizarse con la red o desconectar el generador de la red, en caso de que se haya suspendido el servicio. También ha de ajustarse a la normativa de seguridad de personas, equipos y la red eléctrica.

Un convertidor DC/AC consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocea la corriente continua alternándola y creando una onda de forma cuadrada.

Este tipo de onda puede ser utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra, obtener una forma de onda senoidal igual a la de la red eléctrica.

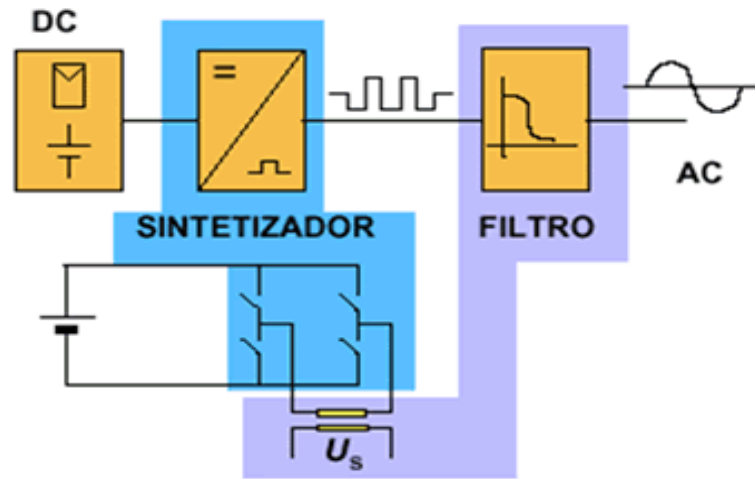


Figura 2.15 – Esquema del circuito de un Inversor Fotovoltaico

2.6-1. Características

Los inversores de conexión a red deben de cumplir una serie de características, detalladas a continuación:

- Suministrar una onda de tensión y corriente de salida lo más perfecta a la red y con un valor eficaz de tensión de 230 V y con una frecuencia de 50 Hz. La onda suministrada no debe introducir armónicos o interferencias a la red.
- Estar sincronizado con la red e incorporar la posibilidad de desconexión automática si hay un fallo en la red.
- Incorporar las conexiones adecuadas para la conexión a red.
- Encontrar el punto de máxima potencia. Se trata de dar la máxima potencia posible a partir de la recibida por el generador fotovoltaico. Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico, deberán disponer de un seguidor del punto de máxima potencia, que continuamente vaya ajustando la impedancia de carga con el fin de que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema que el generador puede proporcionar a lo largo del día.
- Tener el mayor rendimiento posible y, por tanto, las menores pérdidas en la conversión de energía.

2.6-2. Tipos de Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red

Dependiendo de la aplicación, se emplearán distintos tipos de inversores y con distintas características. En muchas ocasiones, se suelen combinar más de un inversor de iguales características para alcanzar la potencia deseada.

Existen diferentes clasificaciones de inversores, dependiendo de algunos criterios tales como, su forma de onda, el parámetro modulado o sus aplicaciones, entre otros. En este apartado, se hará distinción entre *inversores de conmutación natural o conmutados por la red* e *inversores de conmutación forzada o autoconmutados* [2].

- *Inversores conmutados por la red.* Son inversores, normalmente trifásicos, para usarse en potencias altas, que no pueden operar en modo aislado. Utilizan tiristores como interruptores de potencia, capaces de controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción, precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- *Inversores autoconmutados.* Este tipo de inversores emplean modulación de ancho de pulso, PWM, e incluyen transformadores de línea o alta frecuencia. Pueden controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte de alterna, permiten ajustar el factor de potencia y la corriente armónica, y son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red.

Los inversores autoconmutados se subdividen en inversores en fuente de corriente, CSI, disponen de una fuente de corriente prácticamente constante a la entrada de continua, y en inversores en fuente de tensión VSI, donde la fuente constante de entrada es de tensión.

En el caso de inversores conmutados por la red, sólo funcionan como fuente de corriente.

2.6-3. Inversores Fotovoltaicos en Instalaciones de Conexión Aislada

Además de los inversores fotovoltaicos de conexión a red, existe otro tipo de inversores que se emplean en instalaciones aisladas.

Este tipo de inversores, normalmente operan conectados a un sistema de baterías, que actúa como acumulador del generador fotovoltaico para que, en los periodos sin luz solar o insuficiente luminosidad, pueda proporcionar energía a la instalación.

Como nexo entre los paneles solares y los elementos de consumo de la instalación, también suelen incorporar un regulador de carga, que proporciona a su salida la tensión continua para la instalación, fijando el valor de tensión nominal a la que trabaja el sistema.



Para indicar los diferentes parámetros de operación del sistema, a menudo incorporan un sistema de monitorización interno y un visualizador.

2.7- Cables para Conexionado

El cableado es el conjunto de todos los conductores eléctricos de la instalación. La función de los cables consiste en el transporte de energía eléctrica entre los distintos bloques del sistema fotovoltaico.

Al realizarse el transporte de energía eléctrica, ocurre una pérdida de energía en forma de calor, debido a que la resistencia eléctrica del conductor no es nula. Por lo que, el correcto dimensionamiento puede suponer una reducción importante en las pérdidas de energía del sistema.

Además, habrá que tener en cuenta otro factor importante: la caída de tensión en los conductores, que se produce tanto en los circuitos de corriente continua como en los de corriente alterna.

El cálculo de la sección de cada cable utilizado en la instalación debe realizarse en función de la máxima potencia de pérdidas admisibles. A pesar de que el REBT no contempla las instalaciones fotovoltaicas, la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40, en el punto 5, para instalaciones generadoras de baja tensión indica que:

La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE se recomienda que:

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

Para determinar la sección de los conductores en una instalación eléctrica, en el Reglamento Electrónico de Baja Tensión, REBT 2002, se establecen los siguientes tres criterios [7]:



➤ Criterio térmico

El conductor debe ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad circundante durante régimen permanente.

➤ Criterio de caída de tensión

La caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño.

➤ Criterio de la intensidad de cortocircuito

La temperatura que alcanza el conductor no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración para el aislante del conductor.

En la instalación, los positivos y los negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente, y todo el cableado de continua tendrá el doble de aislamiento y será el adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo a la normativa UNE 21123.

Existe una amplia gama de materiales conductores, entre los que destaca el cobre por ser un material ligero, favoreciendo su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica.

2.8- Protecciones Eléctricas del Sistema Fotovoltaico

Los elementos de protección desempeñan la función de reaccionar de forma adecuada ante un defecto, falta o fallo en el sistema fotovoltaico.

Lo que se pretende es minimizar y/o evitar las pérdidas de servicio, y los daños en personas y equipos que se producirían si ante una falta no se aísla el elemento o parte de la red en que se produce en un tiempo adecuado.

Ante los distintos tipos de defectos que pueden producirse en los elementos de la instalación, se precisarán elementos y sistemas de protección diseñados específicamente para responder ante un tipo de falta.

2.8-1. Defectos en una Instalación Fotovoltaica

- Cortocircuitos. Son el tipo de faltas más frecuentes. En los cortocircuitos ocurre que la circulación de corrientes es mucho más elevadas que las de condiciones normales del elemento o parte de red en que se produce, pero una situación anómala también puede producirse por variación de tensión o frecuencia, inversión del flujo de potencia, sobrecalentamiento, etc.



Los cortocircuitos son los defectos que más elementos de protección tienen diseñados para detectarlos y eliminarlos en el tiempo más breve posible y con la mínima incidencia sobre las partes sanas del sistema.

El elemento encargado de detectar el defecto se denomina relé, que ofrece diferentes tipos de protección según su actuación sobre el mecanismo de disparo y el tipo de corriente que provoca el disparo.

Para eliminar un cortocircuito se precisan elementos de corte de sobreintensidad como fusibles o interruptores automáticos (IA), aunque también es habitual incorporar pequeños interruptores automáticos (PIA) o sensores magnetotérmicos que disparan por sobrecarga (elemento térmico) o por cortocircuito (elemento magnético).

- Contactos Directos. Un contacto directo se produce cuando una persona entra en contacto con partes activas de una instalación.
- Contactos Indirectos. Un contacto indirecto se produce cuando, tras ocurrir un fallo de aislamiento, éste provoca que partes que normalmente no están en tensión, queden bajo tensión.
- Sobretensiones. Ocurren cuando las tensiones son muy superiores a la tensión nominal. Pueden ser infundidas por agentes externos, tales como descargas eléctricas por rayos o la red eléctrica, o bien ser de origen interno.

Uno de los elementos críticos en la instalación, sensible a las sobretensiones, es el inversor. Por este motivo, para contrarrestar las sobretensiones atmosféricas, se emplean varistores instalados en el inversor, tanto en la parte de alterna como en continua.

- Sobreintensidades. Para la eliminación de sobreintensidades, se utilizan interruptores automáticos o cortocircuitos fusibles con características de funcionamiento correspondientes a las exigencias de la instalación que protegen. Además, entre los diferentes dispositivos de protección contra sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada sea la menor posible.

2.8-2. Aparatos de Maniobra

- Masas y tierra. La puesta a tierra se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de red de la empresa distribuidora.

La instalación deberá disponer de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable, con el objetivo de presentar una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones fotovoltaicas generadoras.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad (REBT) y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

- Fusibles. Es un dispositivo constituido por un hilo o lámina metálica o de aleación de bajo punto de fusión que se intercala en la instalación eléctrica para que, mediante efecto Joule, se funda. La fusión puede producirse por una excesiva corriente, un cortocircuito o sobrecarga, que pueden hacer peligrar la integridad de los conductores bajo riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.
- Interruptores. Los interruptores emplearán sistemas basados en gran volumen de aceite, pequeño volumen de aceite, aire comprimido de hexafluoruro de azufre, vacío, soplado magnético o autosoplado para la extinción del arco eléctrico.
- Interruptores magnetotérmicos. Se trata de dispositivos electromecánicos que se incluyen con el fin de proteger la instalación ante intensidades excesivas. Su funcionamiento se basa en efectos producidos por la circulación de la corriente eléctrica: el magnético y el térmico.
- Interruptores diferenciales. Son dispositivos electromecánicos que se colocan en las instalaciones con el fin de protegerlas y proteger a las personas de desviaciones de corriente causadas por fallos de aislamiento entre conductores activos y masas de los aparatos.
- Descargadores de sobretensión o varistores. Elementos encargados de solventar averías producidas por descargas eléctricas de origen atmosférico.
- Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra. Los seccionadores son equipos de corte y maniobra que permiten la apertura y cierre de los circuitos dotándoles de un aislamiento efectivo. Las actuaciones de los seccionadores requieren que, aunque el equipo esté en tensión, no esté en condiciones de carga o cortocircuito, si bien es factible la apertura con pequeñas corrientes residuales.

2.9- Sistema de Monitorización y Control

El objetivo perseguido para la utilización de un sistema de monitorización y control es que permita conocer el estado de la instalación y que informe, de manera rápida y eficaz de las anomalías que se produzcan en dicha instalación.



Para ello, el sistema de monitorización y control recoge los datos de funcionamiento de la instalación y da las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento.

Los sistemas de monitorización y control constan de equipos informáticos que capturan señales del estado del sistema de forma continuada.

A menudo se emplean sistemas informáticos centralizadores del control y la información, que permiten el control y la revisión aún a grandes distancias.

Los sistemas de monitorización y control deben proporcionar información de variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios, algunas de las cuales se nombran a continuación:

- Seguidores solares: Estado y situación.
- Parámetros eléctricos a la entrada del inversor.
- Parámetros eléctricos a la salida del inversor.
- Alarmas generadas.
- Energía inyectada a la red, medida por el contador.
- Parámetros meteorológicos.

Algunas de las funciones básicas que realizan este tipo de sistemas se describen a continuación:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.
- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.

En instalaciones de grandes dimensiones, suele ser común el uso de sistemas complementarios, tales como:

- Sistema de protección contra incendios.
- Sistema meteorológico.
- Sistema telemétrico de control de la instalación.



2.10- Mantenimiento de la Instalación

El objetivo del mantenimiento es prolongar la vida útil del sistema fotovoltaico, asegurando además el funcionamiento y productividad de la instalación.

En los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, esto supone una mejora en la retribución económica de la producción.

Las revisiones de mantenimiento se reducen a la verificación de equipos y las averías son poco frecuentes en estas instalaciones.

El mantenimiento preventivo permite detectar y corregir posibles problemas.

El mantenimiento correctivo de reemplazo de equipos por averías, regularización y ajustes de sistemas ante fallos estará incluido en el contrato con la empresa encargada del mantenimiento, aunque, frecuentemente, la mano de obra necesaria para estos trabajos, o la sustitución de ciertos componentes fuera de plazo de garantía no suelen estar cubiertas.

El mantenimiento de instalaciones con seguimiento solar, debido al control exhaustivo que hay que realizar de los mecanismos, es sensiblemente superior al de instalaciones fijas.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado competente en la materia, que ejecutará las tareas de inspección con las medidas de seguridad oportunas.

Algunas de las operaciones comunes de mantenimiento preventivo de la instalación son:

- Verificación de todos los componentes y equipos de la instalación.
- Comprobación del estado de los módulos, situación respecto al estado original. Limpieza, presencia de daños que afecten a seguridad de los módulos.
- Inspección de la estructura soporte consiste en revisar los daños, el deterioro por agente externos, el estado de oxidación.
- Nivel de electrolito de las baterías, limpieza y engrasado de los bornes de conexión de las baterías.
- Inspección visual del regulador de carga, funcionamiento de indicadores, caídas de tensión entre los terminales.
- Alarmas e indicadores del inversor.
- Revisión y comprobación del estado del cableado, conexiones, pletinas, terminales. Caídas de tensión en el cableado de corriente continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protección de la instalación, tomas de tierra, interruptores de seguridad, fusibles.



- Realización de informe técnico de cada visita a la instalación, en que se refleje las incidencias encontradas en la instalación.
- Registro de las operaciones realizadas durante la inspección

INVERSORES FOTOVOLTAICOS



CAPÍTULO 3

INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

3.1- Introducción

En las instalaciones solares fotovoltaicas se incluye un elemento de gran importancia: el inversor. Es el encargado de transformar la energía generada por los paneles fotovoltaicos y de adaptarla a las características de la carga.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, existen instalaciones aisladas e instalaciones de conexión a red. El presente Trabajo Fin de Grado se centra en el segundo tipo de instalaciones, por lo que este capítulo analizará toda la información relevante acerca de inversores de conexión a red.

En este apartado de la memoria, se estudiarán diversos aspectos de los inversores de conexión a red, tales como los datos técnicos, protecciones, el seguimiento del punto de máxima potencia o seguridad y normativa, entre otros datos relevantes.

Además, al abordarse el tema de instalaciones de conexión a red, dentro del apartado de protecciones, resulta de gran importancia realizar un estudio del transformador de aislamiento.

3.2- Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red

El inversor fotovoltaico es el dispositivo electrónico que transforma la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos a partir de la radiación solar captada, con unos valores de tensión y corrientes dependientes de la disposición de los paneles, en corriente alterna, para poder ser suministrada a la red de distribución. La corriente alterna generada debe cumplir con unas características establecidas por la red: 230V de valor eficaz de tensión y una frecuencia de 50 Hz.

Además realiza otras funciones como la modulación de la onda alterna de salida y la regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

El rendimiento de conversión eléctrica DC/AC debe ser el máximo posible, lo que conlleva lograr las mínimas pérdidas posibles en la conversión de energía. En general, el rendimiento de los inversores debe ser superior al 90%, siendo un valor normal de rendimiento el 94%.

Los inversores fotovoltaicos deben de garantizar que la energía generada sea de una determinada calidad. Algunos de los parámetros más significativos que determinan la calidad de la energía generada son la distorsión armónica (THD), las interferencias electromagnéticas o el factor de potencia. Las características deseables son, entre otras,



la baja distorsión armónica, interferencias electromagnéticas bajas y un elevado factor de potencia.

Además del rendimiento o la distorsión armónica, existen otros parámetros importantes en relación al funcionamiento del inversor, como son:

- Tensión Nominal. Tensión que debe ser aplicada en bornes de entrada del inversor.
- Potencia Nominal. Potencia suministrada por el inversor de forma continuada.
- Potencia Activa. Potencia real suministrada por el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- Capacidad de Sobrecarga. Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- Factor de potencia. Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. Su valor máximo es 1, que es el caso ideal.
- Rizado de corriente. Al rectificarse o invertir una señal de corriente continua a corriente alterna, se produce una pequeña variación sobre el valor de la onda de corriente alterna.

Los inversores de conexión a red deben entregar a la salida una onda senoidal. Además realizan un cuidadoso filtrado de la señal generada. No presentan ningún problema en relación con la estabilidad de la tensión, THD (distorsión armónica).

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre, generando ondas de pulsos variables. A medida que la frecuencia de conmutación es mayor, la distorsión armónica es menor y la proximidad a la onda pura senoidal mayor.

Los semiconductores de potencia comúnmente empleados son los transistores de potencia, MOSFETs, bipolares e IGBT, y los tiristores, SCR y GTO. Presentan diferencias en el voltaje y la corriente de trabajo admisible y en el tiempo de interrupción, y su funcionamiento, se basa en permitir el flujo de corriente del ánodo al cátodo cuando se les aplica un pulso o tensión a la puerta.

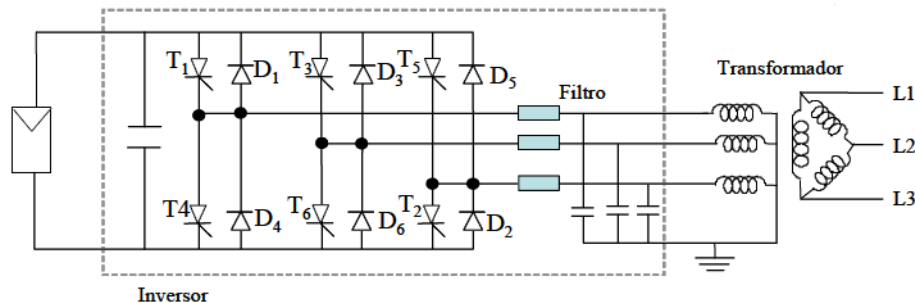


Figura 3.1 – Ejemplo de un puente trifásico de tiristores a red

Idealmente, el inversor debería operar en todo momento en el punto de máxima potencia, MPP, del generador fotovoltaico, pero la potencia máxima depende de diferentes factores como la irradiancia, la temperatura o las condiciones ambientales.

Los inversores conectados directamente al módulo fotovoltaico disponen de un buscador del punto de máxima potencia (MPPT), que continuamente ajusta la impedancia de carga para que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema.

El inversor dispone de funciones de protección, para garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la propia instalación y de las personas.

Aunque es común el uso de un único inversor para realizar la conversión de todo el sistema, existe una tendencia hacia concepciones modulares, en las que pequeños inversores se conectan en serie hasta obtener la potencia deseada ya que, al conectar grandes sistemas, la eficiencia total puede ser incrementada mediante el uso de pequeños inversores encadenados, evitando el desacoplamiento de los módulos y reduciendo el cableado en la parte de continua.

3.3- Datos Generales

3.3-1. Clasificación de Inversores de Conexión a Red

Como ya se ha adelantado en el capítulo 2 de la memoria, en el apartado 2.6-2., una de las clasificaciones que se pueden realizar de los tipos de inversores empleados en aplicaciones fotovoltaicas es: *inversores conmutados por la red* e *inversores autoconmutados* [1].

- *Inversores Conmutados por la Red.* Trabajan como fuente de corriente. Sólo pueden ser utilizados en aplicaciones conectadas a la red. Su funcionamiento se basa en tiristores, por lo que necesitan la presencia de la señal de tensión de red para el disparo de los semiconductores. Por esto, suele operar con ondas de

corriente retrasadas respecto a la onda de tensión de red y, para ello necesitan unidades de compensación de potencia reactiva.

- *Inversores Autoconmutados*. Pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente, por lo que pueden ser utilizados en aplicaciones autónomas y en aplicaciones conectadas a la red. Mediante modulación del ancho de pulso (PWM), se suele realizar la regulación de tensión. Normalmente conmutan a alta frecuencia. Esto provoca que la señal de salida sea sinusoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables.

3.3-2. Configuraciones del Sistema

Existen diversas formas de realizar una clasificación de los inversores de conexión a red, dependiendo del criterio seguido, como por ejemplo la llevada a cabo en el apartado anterior.

Se puede realizar otra posible clasificación de los inversores de conexión a red, en función de la configuración del sistema, en la que se hace distinción entre:

- *Inversores Centrales*. La conversión de corriente continua a corriente alterna está centralizada en un único inversor, que a menudo es trifásico y de alta potencia máxima e igual a la del campo fotovoltaico. Las líneas en serie de los paneles fotovoltaicos (strings) se conectan en ramas en paralelo, hasta conseguir la potencia máxima deseada. Suelen emplearse en instalaciones fotovoltaicas grandes, entre 20 KW y 400 KW.

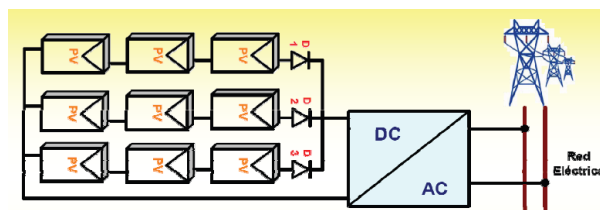


Figura 3.2 – Esquema de un Inversor Central

- *Inversores Modulares*. Los inversores modulares o “string inverters” se basan en conectar varias ramas en serie del generador fotovoltaico con varios inversores, cuya potencia nominal se encuentra en el rango de 1 a 5 KW.

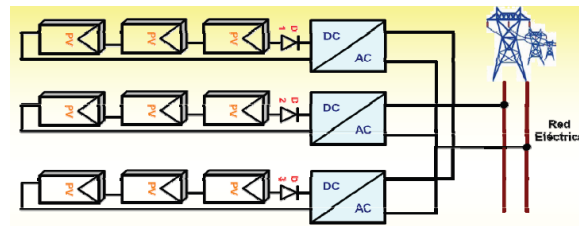


Figura 3.3 – Esquema de un Inversor Modular

- Inversores Integrados en Módulos Fotovoltaicos o Módulos AC. El módulo fotovoltaico lleva integrado, en la caja de conexiones o adherido en la parte posterior, un inversor cuya potencia nominal suele ser inferior a 500 W.

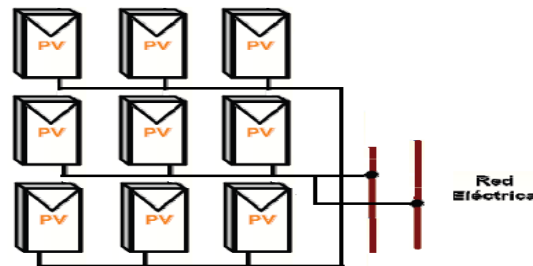


Figura 3.4 – Esquema de un Inversor Integrado en Módulos Fotovoltaicos

3.3-3. Rendimiento

El rendimiento de un inversor fotovoltaico es su parámetro más representativo y se define como la relación establecida entre la potencia de salida del inversor y la potencia de entrada al inversor.

Depende de diversos factores, como por ejemplo el diseño de los inversores fotovoltaicos y sus características constructivas. Además, también puede estar determinado por la presencia o no del transformador de aislamiento galvánico. En caso de emplear transformador, el aislamiento galvánico puede realizarse mediante transformadores de baja frecuencia (LF) o mediante transformadores de alta frecuencia (HF).

Los inversores con transformador en baja frecuencia pueden alcanzar un rendimiento típico máximo del 92%, y los que utilizan aislamiento en alta frecuencia pueden llegar al 94%. Los inversores que no tienen incluido transformador de aislamiento galvánico pueden incrementar el rendimiento en un 2%, siendo un caso que, generalmente, no es aceptado por las normativas locales.

La utilización de este tipo de transformadores influye, además de al rendimiento, al peso del inversor. Los transformadores de baja frecuencia son más pesados que los de alta frecuencia.

El rendimiento no es constante en todo el rango de potencia de operación. Es dependiente de la variación de la potencia de la instalación, por lo que cuanto mayor sea la aproximación de dicha potencia al valor de la nominal, mayor será el rendimiento. Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar valores de rendimientos entre el 90 y 95%.

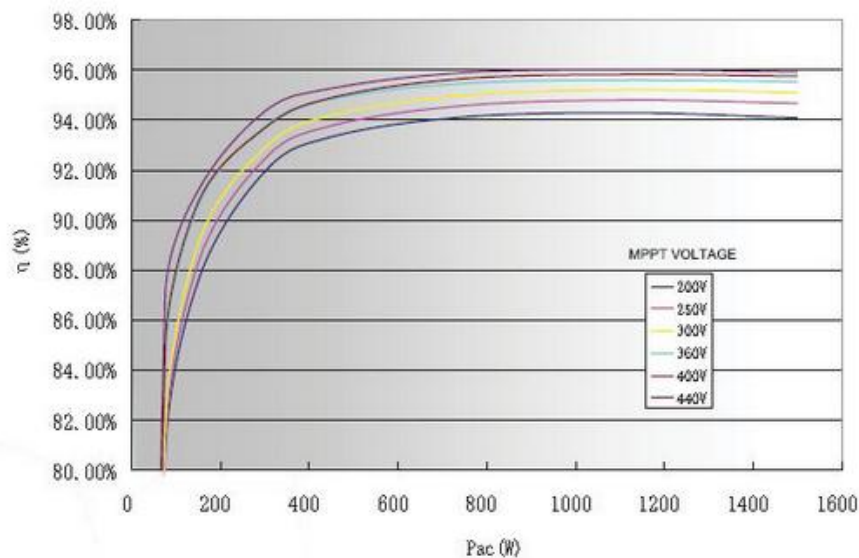


Figura 3.5 – Curva típica del Rendimiento de un Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red vs Potencia de salida del Inversor

Con frecuencia, el rendimiento es definido en función del propio rendimiento a determinados valores de la potencia activa nominal a la salida del inversor. Este rendimiento normalizado se denomina rendimiento europeo. A continuación se muestra la ecuación empleada para su obtención:

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%},$$

Siendo, por ejemplo, $\eta_{30\%}$ el rendimiento del inversor cuando opera a un 30% de la potencia nominal.

Ecuación 3.1- Cálculo del Rendimiento Europeo



3.3-4. Seguimiento del Punto de Máxima Potencia, SPMP

El objetivo perseguido referente al funcionamiento del inversor es que opere de manera óptima. Para ello, el generador fotovoltaico deberá entregarle, en todo momento la potencia máxima posible.

Como ya se expuso en el *capítulo 2* de la memoria, los módulos o paneles fotovoltaicos presentan unas características no lineales (irradiación solar, temperatura de operación y carga eléctrica) bajo las cuales el generador proporcionará una potencia determinada y que quedan representadas en la curva I-V.

Para que el generador entregue la máxima potencia, hay que localizar la única carga que determina unos valores de tensión y corriente cuyo producto sea máximo, para cualquier condición de irradiación solar y temperatura de operación.

El valor de dicha carga varía a lo largo del día, y esto conlleva a que los valores de tensión y corriente, cuyo producto da como resultado la potencia máxima, también se modifican. Por lo tanto, habrá que ajustar continuamente las variaciones de la carga, encontrando la mejor solución posible que le permita operar en el Punto de Máxima Potencia, MPP.

Para que el inversor opere en el MPP, es necesario un algoritmo en el que se controle la tensión de operación del generador fotovoltaico. Por este motivo, los inversores conectados directamente al generador fotovoltaico, deberán disponer de un Seguidor del Punto de Máxima Potencia, SPMP, o Maximum Power Point Tracking, MPPT, que irá ajustando continuamente la impedancia de carga con el fin de que el inversor pueda extraer la máxima potencia del sistema que el generador puede proporcionar a lo largo del día [3].

Algunos de los algoritmos empleados en el seguimiento del punto de máxima potencia son:

- Perturbación y Observación.
- Conductancia Incremental.
- Capacidad.
- Voltaje constante.
- Voltaje corregido con la temperatura.
- Lógica Difusa.

En el caso de los inversores de conexión a red, los algoritmos empleados más habituales son el de Perturbación y Observación y el de Conductancia Incremental.

3.3-4.1 Perturbación y Observación, P&O.

El algoritmo de *Perturbación y Observación* establece como criterio que la potencia sea constante:

$$dP/dV = 0$$

Ecuación 3.2 - Criterio de la Potencia Constante

Periódicamente, en intervalos de muestreo, este algoritmo modifica el valor de la tensión en los terminales del sistema fotovoltaico, aumentándola o disminuyéndola. Tras perturbar el valor de la tensión, realiza una comparación de la potencia de salida del sistema fotovoltaico con la potencia de perturbación del ciclo anterior.

Si la potencia actual medida es mayor que la del ciclo anterior, la perturbación en la tensión continuará en la misma dirección en el ciclo siguiente; es decir, si se había realizado un aumento en el valor de la tensión y se comprueba que la potencia actual es mayor que la del ciclo anterior, se continuará realizando un aumento en la perturbación de la tensión. Lo mismo para el caso en el que la perturbación sea de disminución.

Si la potencia actual medida es menor que la del ciclo anterior, la perturbación en la tensión invertirá su dirección en el ciclo siguiente; es decir, si se había realizado un aumento en el valor de la tensión y se comprueba que la potencia actual es menor que la del ciclo anterior, se realizará una disminución en la perturbación de la tensión en el siguiente ciclo. Lo mismo para el caso en el que la perturbación sea de disminución.

Las muestras de la tensión del panel fotovoltaico permiten establecer un punto, denominado *punto de operación*. Una vez alcanzado el Punto de Máxima Potencia, el algoritmo hará oscilar el *punto de operación* en torno a él.

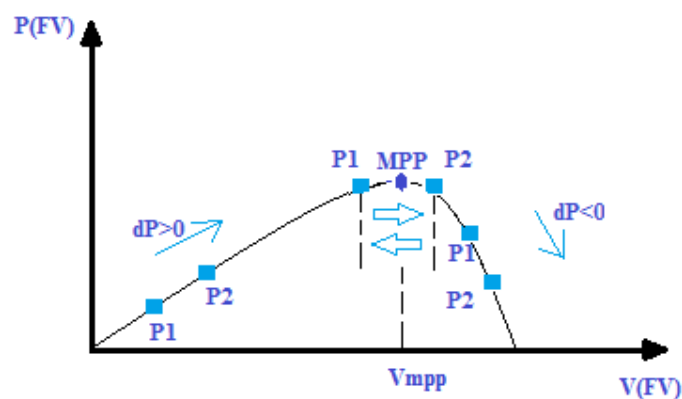


Figura 3.6 – Funcionamiento del Algoritmo de Perturbación y Observación, P&O

En determinadas ocasiones, el algoritmo especificado anteriormente puede tener algunas dificultades que provoquen una disminución en el rendimiento de seguimiento, como por ejemplo, en el caso de niveles muy bajos de irradiancia, la curva de potencia se hace muy plana y aumenta la dificultad para localizar el Punto de Máxima Potencia, o que cuando se producen variaciones bruscas de la irradiancia el comportamiento del seguimiento del punto de máxima potencia sea erróneo, entre otros.

3.3-4.2 Conductancia Incremental, *CondInc*.

El algoritmo de la *Conductancia Incremental* establece como criterio que en el Punto de Máxima Potencia la potencia es constante; la derivada de la potencia de salida en el MPP con respecto a la tensión es cero:

$$dP/dV = 0$$

Ecuación 3.3 - Criterio de la Potencia Constante

De este modo, midiendo la conductancia incremental, dI/dV , y la conductancia, I/V , la tensión del sistema fotovoltaico puede ser regulada cercana a la tensión en el Punto de Máxima Potencia.

El método de la Conductancia Incremental aplica el siguiente algoritmo:

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0$$

Ecuación 3.4 – Algoritmo de la Conductancia Incremental

El resultado del cálculo indicará la dirección del cambio requerido en el control de la tensión variable, de tal modo que la tensión del sistema fotovoltaico será llevada hacia el Punto de Máxima Potencia.

- Si $dP/dV = 0$, se localiza en el Punto de Máxima Potencia.
- Si $dP/dV > 0$, a la izquierda del Punto de Máxima Potencia.
- Si $dP/dV < 0$, a la derecha del Punto de Máxima Potencia.

Este algoritmo presenta la ventaja, respecto al de *Perturbación y Observación*, de poder calcular en cada momento la dirección en la que debe modificarse el punto de trabajo del generador fotovoltaico para que sea próximo al del Punto de Máxima Potencia. De este modo, se evita tomar una dirección errónea antes cambios atmosféricos bruscos.



3.4- Datos Técnicos

Además de todo lo mencionado con anterioridad, existen una serie de parámetros que definen el funcionamiento del inversor. A continuación se enumeran algunos de esos parámetros característicos:

➤ Datos de Entrada.

- *Tensión Nominal.* Tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor, que en el caso de los inversores para uso fotovoltaico se ofrecen con tensiones nominales características de este tipo de sistemas.
- *Máxima Tensión de Entrada.* Tensión máxima admisible en los terminales de entrada del inversor.
- *Potencia Máxima DC.* Potencia de corriente continua nominal máxima que admite el inversor fotovoltaico en su entrada.
- *Rango de Tensión MPP.*

➤ Datos de Salida.

- *Potencia Nominal CA.* Potencia activa máxima admisible en los terminales de salida del inversor.
- *Potencia Nominal (VA).* Potencia máxima, especificada por el fabricante, que el inversor es capaz de entregar de forma continua.
- *Capacidad de Sobrecarga.* Capacidad del inversor para suministrar una potencia notablemente superior a la nominal, así como el tiempo durante el cual es capaz de mantener este funcionamiento.
- *Factor de Potencia.* Se define como el ratio entre la potencia activa y la potencia aparente a la salida del inversor:

$$FP = P/S$$

Ecuación 3.5 – Cálculo del Factor de Potencia

Su valor es, como máximo, 1, pero esto es el caso ideal en el que el inversor suministra la corriente en las mejores condiciones posibles.

Además, el factor de potencia también es conocido como Coseno de phi, que cuantifica el desfase entre las ondas de tensión y de corriente inyectadas en la Red.

- *Forma de Onda.* En los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada, principalmente, por su forma de onda y por los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.



3.5- Requerimientos de los Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red

3.5-1. Calidad de la Señal

Las dos principales cuestiones técnicas a tener en cuenta en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal son el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente, los inversores conmutados por red operan con factores de potencia significativamente menores de la unidad, cosa que en las conexiones a red se debe evitar. La cuestión es que con factores de potencia bajos el inversor demandará a la red energía reactiva (VAR), afectando a la tensión del sistema, lo cual puede degradar la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a ella.

Además, esto es poco deseable para la Compañía Eléctrica ya que no puede ser razonable que se espere que ésta cargue con los costes de suministrar potencia reactiva mientras no se le compra potencia activa, o quizá incluso tener que comprar potencia activa si es un autogenerador.

La demanda de energía reactiva (ya sea debido a cargas o inversores) puede ser aceptada si la Compañía Eléctrica cobra dinero al propietario de la instalación autogeneradora por el consumo de la potencia reactiva. Las leyes que regulan los contratos entre la Compañía Eléctrica y el consumidor no permiten hacer esto. Por ello un factor de potencia unidad en el punto de conexión y en la salida del convertidor es lo que las Compañías Eléctricas desean.

El contenido armónico de la señal de salida de un inversor para uso fotovoltaico es difícil de fijar debido a que no hay mucha información disponible. Los efectos de la distorsión armónica en la propia red eléctrica y en las cargas conectadas a ella no están suficientemente estudiados, y por último, existen múltiples dificultades para medir la distorsión obtenida.

Dentro de todas las especificaciones, las de la corriente se deben tener más en cuenta que las de voltaje, ya que los armónicos de corriente son los que más problemas causan y porque es más fácil para el fabricante de equipos demostrar el total cumplimiento de la especificación de inyección de corriente. Esta especificación normalmente se da en términos de distorsión armónica total (THD).

La magnitud que representa a cualquiera de los dos armónicos por separado se denomina distorsión armónica simple (SHD) y es igualmente interesante para las Compañías Eléctricas. En Europa los valores normalmente utilizados para ambas distorsiones son el 5% y el 3%.



La normativa *EN61000-3.2*, *IEC1000-3-4* o *UL1741* requiere una THD del espectro armónico de la onda de corriente $\leq 5\%$, medida hasta el armónico número 50, para una THD de la onda de tensión $\leq 2\%$.

3.5-2. *Compatibilidad con la Red*

El análisis de la compatibilidad con la red puede dividirse en dos casos, en función de si se trata de un *inversor conmutado por la red* o, en su defecto, de un *inversor autoconmutado*.

En la conexión en alterna de un inversor conmutado por la red, no es necesario un control directo, debido a que el control de la demanda de energía reactiva y su inyección armónica en la red es posible gracias a la independencia de la entrada del inversor y de su control.

En el caso de un inversor autoconmutado, la tensión de alterna del inversor puede ser controlada independientemente de las condiciones de la entrada en continua si la demanda de reactiva (o entrega) está controlada, y el control del flujo de potencia activa es perfecto mediante el ajuste de las fases de voltaje respecto de la red. Así, el parámetro más importante del lado de continua, la potencia del campo fotovoltaico, se puede controlar en la conexión alterna del convertidor de potencia autoconmutado.

3.5-3. *Protecciones*

Para minimizar y evitar las pérdidas de servicio y los daños en personas y equipos que se producirían si ante una falta no se aísla el elemento o parte de la red en que se produce en un tiempo adecuado, los inversores fotovoltaicos de conexión a red, al igual que el resto de equipos que forman parte de la instalación, incorporan elementos de protección que desempeñan la función de reaccionar de forma adecuada ante un defecto, falta o fallo en el sistema fotovoltaico.

Ante los distintos tipos de defectos que pueden producirse se precisarán elementos y sistemas de protección diseñados específicamente para responder ante un tipo de falta. Algunas de las protecciones que a continuación se enumeran han sido explicadas en el *capítulo 2* de la memoria, en el apartado destinado a las protecciones de las instalaciones solares fotovoltaicas.

- *Limitador de tensión máxima y mínima.*
- *Limitador de frecuencia máxima y mínima.*
- *Protección contra sobretensión en los lados de corriente continua trifásica.*
- *Protección contra contactos directos.*
- *Protección contra sobrecargas.*



- *Protección contra cortocircuito.*
- *Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.*
- *Interruptor automático.* Protege contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación.
- *Puesta a tierra de la carcasa del inversor.*
- *Funcionamiento “en isla”.* En caso de quedar desconectados de la red de distribución, los inversores deben disparar:
 - Si la tensión se sale del margen 85% - 110%.
 - Si la frecuencia se sale del margen 48 – 51 Hz.
 - Si se detecta que la red no está presente mediante un sistema de protección anti-isla.

3.5-4. Normativa

Para garantizar la fiabilidad y la seguridad de las instalaciones fotovoltaicas, las plantas solares fotovoltaicas y los elementos que las componen deben cumplir la normativa vigente que recoge las protecciones eléctricas e incluye las normas más indicadas por los Organismos correspondientes.

En España, las normas obligatorias son las denominadas UNE de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) [8].

Por aspectos técnicos, en un contrato, las normas IEC son recomendadas o exigibles [6].

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE, recomienda unos criterios técnicos que deben ser considerados en el diseño de las instalaciones solares fotovoltaicas. Los Pliegos de Condiciones Técnicas de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Aisladas de Red y Conectadas a Red recogen los requisitos mencionados al comienzo de este párrafo [9].

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión, establece en el capítulo III las condiciones técnicas necesarias.

El Ministerio de Industria y Energía dicta las instrucciones técnicas complementaria MIE-RAT, a partir del RD 3275/1982: Reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad en las centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Asimismo, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT, recoge una serie de normas cuyo cumplimiento debe efectuarse. En caso de que la conexión se realice en Media Tensión, habrá que considerar el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad de centrales eléctricas [7].

Además de lo mencionado, las compañías distribuidoras poseen normas regionales específicas para la conexión a la red de instalaciones fotovoltaicas, por lo que, en función de la localización geográfica de la instalación, habrá que consultar la normativa pertinente.

En este apartado se van a indicar algunas de las normas generales y específicas significativas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red.

3.5-4.1. Normas UNE

- UNE-EN 50178: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.
- UNE-EN 50524: Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores fotovoltaicos.
- UNE-EN 50530: Rendimiento total de los inversores fotovoltaicos de conexión a la red.
- UNE-EN 60555: Regulación de la distorsión armónica de la onda de corriente generada por el inversor fotovoltaico.
- UNE-EN 60617-2: Símbolos gráficos para esquemas. Parte 2: Elementos de símbolos, símbolos distintivos y otros símbolos de aplicación general.
- UNE-EN 60664-1: Coordinación de aislamiento de los equipos en los sistemas (redes) de baja tensión. Parte 1: Principios, requisitos y ensayos.
- UNE-EN 60742: Transformadores de separación de circuitos y transformadores de seguridad.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61727:1996 sistemas fotovoltaicos (FV), características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN 62109-1: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos generales.

3.5-4.2. Normas IEC

- IEC 60364-7-712: reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales.
- IEC 60529: Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP).
- IEC 60614: Recomendaciones en el campo de magnitudes y unidades utilizadas en electricidad.



- IEC 61427:1999. Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía solar. Requisitos generales y métodos de ensayo.
- IEC 61427:2005. Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía (PVES). Requisitos generales y métodos de ensayo.
- IEC 61727: Contiene información acerca de cómo ha de ser la conexión entre el generador fotovoltaico y el inversor.
- IEC 62103: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.
- IEC 62116: Procedimiento de la prueba en isla de medidas de prevención para interconectados utilidad inversores fotovoltaicos.
- IEC 62548: Requisitos de diseño fotovoltaicos (PV) Arrays.
- IEC 62727 TS: Especificaciones para los seguidores solares utilizados para instalaciones fotovoltaicas.

3.5-4.3. Real Decreto

El Ministerio de Industria y Energía dicta las instrucciones técnicas complementaria MIE-RAT, a partir del RD 3275/1982: Reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad en las centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

- RD 842/2002: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- RD 1580/2006: Real Decreto por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- R.D. 1663/2000: Se recogen, entre otros aspectos, el procedimiento de inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, su régimen económico o las condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en esas instalaciones.
- RD 1699/2011: Real Decreto por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.5-4.4. Instrucciones Técnicas MIE-RAT

- MIE-RAT 01: Terminología.
- MIE-RAT 02: Normas de obligado cumplimiento y hojas interpretativas.
- MIE-RAT 06: Aparatos de maniobra de circuitos.
- MIE-RAT 09: Protección.
- MIE-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.
- MIE-RAT 15: Instalaciones eléctricas de exterior.
- MIE-RAT 19: Instalaciones privadas conectadas a redes de servicio público.



3.5-4.5. Instrucciones del REBT

- REBT: Los inversores forman parte de una instalación de baja tensión, así pues han de cumplir las normas dictaminadas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (España).
- ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobrentensiones.
- ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.
- ITC-BT-24: Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.
- ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión.

3.5-4.6. Otras Instrucciones

- IEEE 929-2000: Norma referente al diseño y tipo de conexión de los inversores. *Institute of Electrical and Electronics Engineers.*

3.5-4.7. Certificados

CE: De acuerdo con los principios de la Decisión 768/2008/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, el marcado simboliza la conformidad de un producto con los requisitos esenciales de seguridad y salud que le son aplicables e impuestos al fabricante.

Este marcado es una declaración, hecha por la persona responsable de la empresa fabricante, de que el producto es conforme con todos los requisitos comunitarios y de que se han llevado a cabo sobre dicho producto los procedimientos de evaluación de la conformidad que le son de aplicación.

Marcado de CE: si los productos están sujetos a varias directivas, todas las cuales establecen el marcado CE, el marcado indica que se presume que los productos son conformes con las disposiciones de todas estas directivas.

ANÁLISIS COMPARATIVO



CAPÍTULO 4

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS INVERSORES FOTOVOLTAICOS

4.1- Introducción

En el *capítulo 3* se han introducido algunos de los conceptos más relevantes acerca de los inversores fotovoltaicos de conexión a red.

En el presente *capítulo* se va a llevar a cabo el análisis de los parámetros eléctricos más importantes relativos a los inversores fotovoltaicos de conexión a red que ofrecen una potencia de salida igual o superior a 500 KW.

Para la realización del estudio se han escogido 188 modelos de inversores fotovoltaicos diferentes, actualizados a Diciembre de 2012, procedentes de 22 marcas y fabricantes internacionales líderes en el mercado actual.

Los distintos fabricantes de los inversores fotovoltaicos participantes en el estudio realizado son: AEG Power Solutions GmbH, Bonfiglioli-Vectron, Convertteam, Dasstech, Emerson Control Techniques, Geenpower, Helio Systems, Jema, KAKO new energy, LTi REEnergy, Magnetek, Padcon, Power Electronics, REFU Elektronik GmbH, Santerno, Satcon, Siemens, SMA, Sungrow, TMEIC, Vacon y W2PS.

Los datos incluidos en el análisis proceden de hojas de características y manuales, que incluyen información sobre las características eléctricas de entrada y de salida, como la potencia nominal, la potencia máxima, la corriente nominal, la tensión o la eficiencia de la conversión frente a la potencia nominal. Además se han tenido en cuenta otros aspectos, tales como características mecánicas (tamaño y peso) o la presencia o ausencia de transformadores de aislamiento galvánico.

4.2- Análisis Comparativo de los Parámetros de Diversos Modelos de Inversores

El rendimiento o la eficiencia en la conversión de la energía generada por los módulos fotovoltaicos es uno de los parámetros más importantes al realizar la elección de un inversor fotovoltaico de conexión a red, como ya se ha señalado en el *capítulo 3*.

Uno de los factores que influyen en el rendimiento del inversor es la topología interna según su sistema de aislamiento, ya que un inversor que no emplea transformador, transformerless o TL, presentará mayor rendimiento que otro con aislamiento de alta frecuencia, High Frequency o HF, o con aislamiento de baja frecuencia, Low Frequency o LF.

La presencia o ausencia de transformadores de aislamiento galvánico y, en caso de contener transformador, de qué tipo, ha sido analizado en el estudio realizado.

A continuación, en la representación gráfica se muestra, en %, el número de inversores de cada tipo señalado anteriormente.

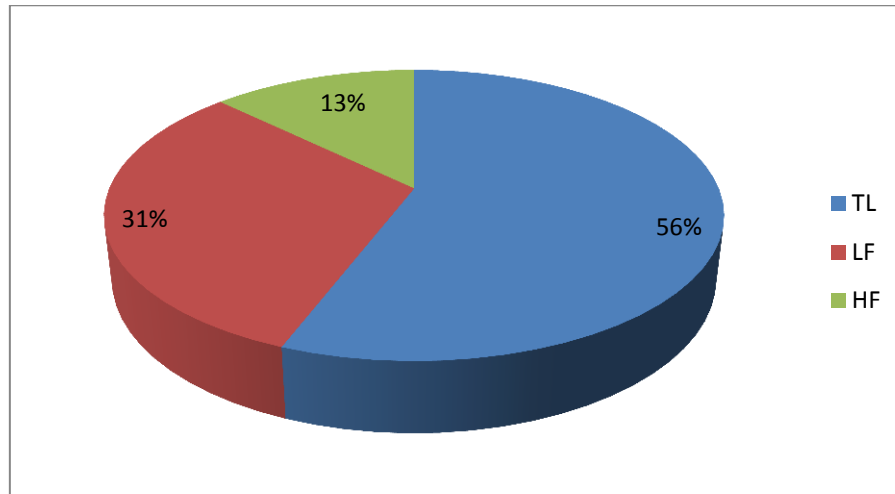


Figura 4.1 – Distribución, en %, de los inversores analizados en función de su aislamiento galvánico

Como se puede apreciar en la figura 4.1, el 56% de los inversores analizados no incluyen transformadores de aislamiento galvánico, TL, el 31% emplean transformadores de baja frecuencia, LF, y el 13% incluyen transformadores de alta frecuencia, HF.

Aunque unos años atrás no era usual la ausencia de transformadores de aislamiento galvánico, basándose en los datos analizados, se puede afirmar que ahora predominan en el mercado, ya que, de 188 modelos de inversores diferentes analizados, 105 no emplean transformador de aislamiento galvánico.

Una de las divisiones que pueden realizarse para el análisis de los diferentes parámetros de los inversores consiste en separar los parámetros eléctricos de entrada del inversor y los parámetros eléctricos de salida.

4.2-1. Parámetros Eléctricos de Entrada

Los parámetros eléctricos de entrada relativos a la corriente continua de entrada al inversor son: la máxima tensión de operación de entrada y la mínima y máxima tensión para obtener el Punto de Máxima Potencia, MPP [1].

Para comenzar con el análisis, se han incluido dos representaciones gráficas donde se muestran la tensión máxima absoluta de entrada y su detalle frente a la potencia nominal de continua, figuras 4.2 y 4.3.

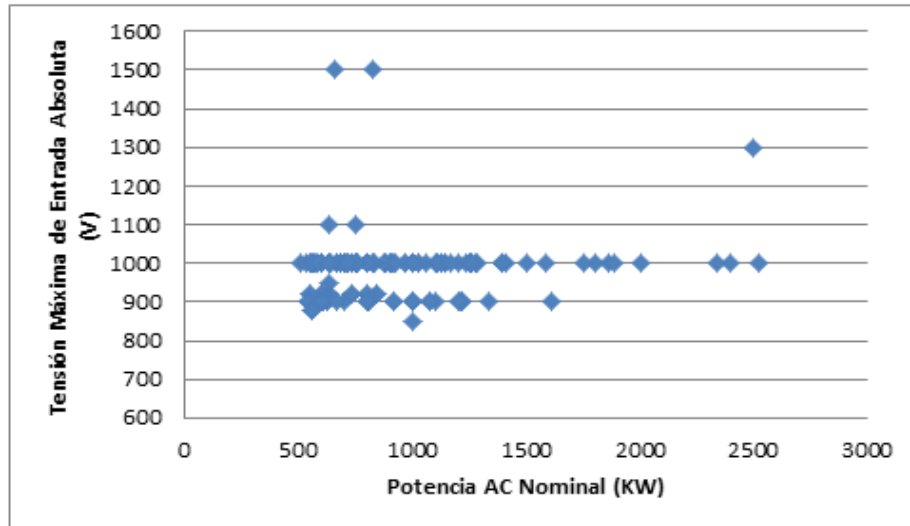


Figura 4.2 – Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia AC Nominal

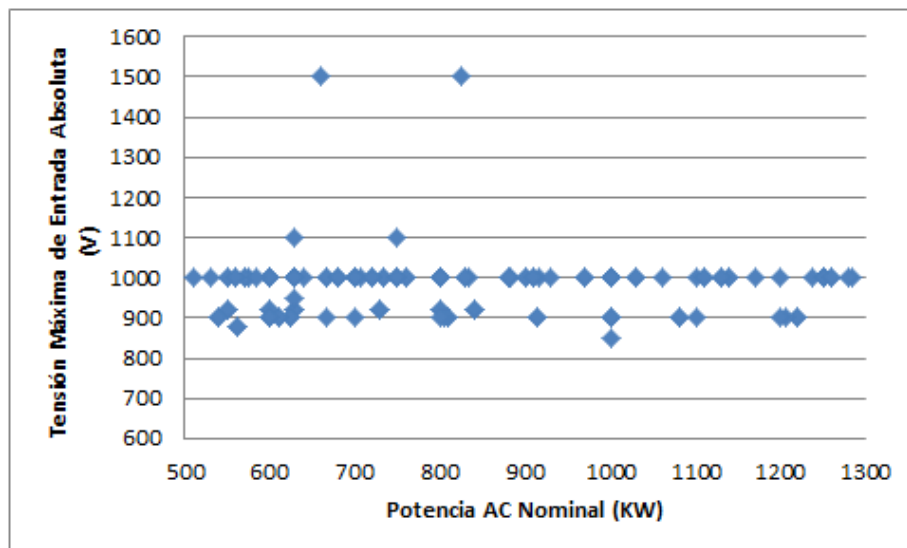


Figura 4.3 – Detalle de la Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia AC Nominal

En primer lugar, destaca el amplio rango de tensiones, comprendido entre 850 V y 1500 V. Esto significa que, para todos los inversores, no siempre se puede instalar el mismo conjunto de módulos fotovoltaicos.

Como puede apreciarse, no existe una relación entre el valor de la tensión máxima absoluta de entrada y la potencia nominal AC de los inversores. Es decir, a modo de ejemplo, existen inversores con un elevado valor de tensión máxima absoluta y con valores bajos y elevados de potencia nominal AC. Todo depende de la topología empleada en cada inversor.

Las tres figuras que se muestran a continuación aportan información del rango de tensión máxima absoluta de entrada de inversores para cada topología que puede ser empleada.

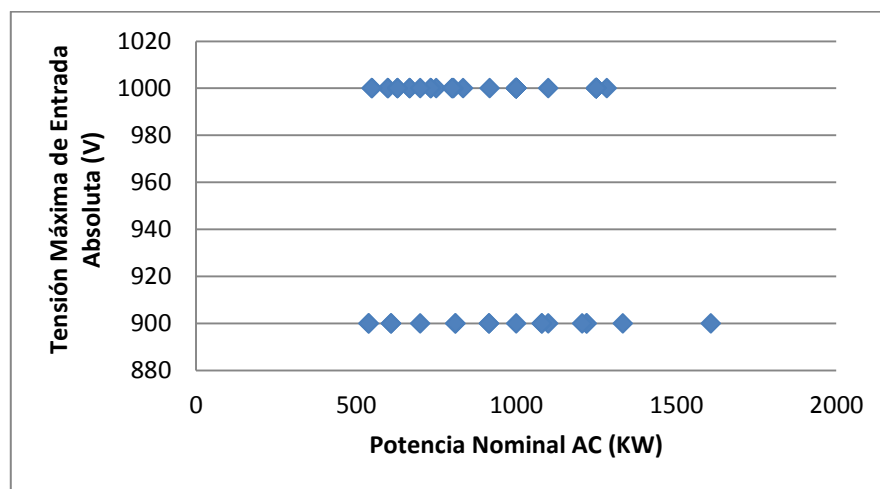


Figura 4.4 – Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia Nominal AC para Inversores con Transformadores de Baja Frecuencia, LF

En el caso de inversores con transformadores de baja frecuencia, el valor que toma la tensión máxima de entrada para diversos valores de potencia nominal AC es de 900 V ó 1000 V.

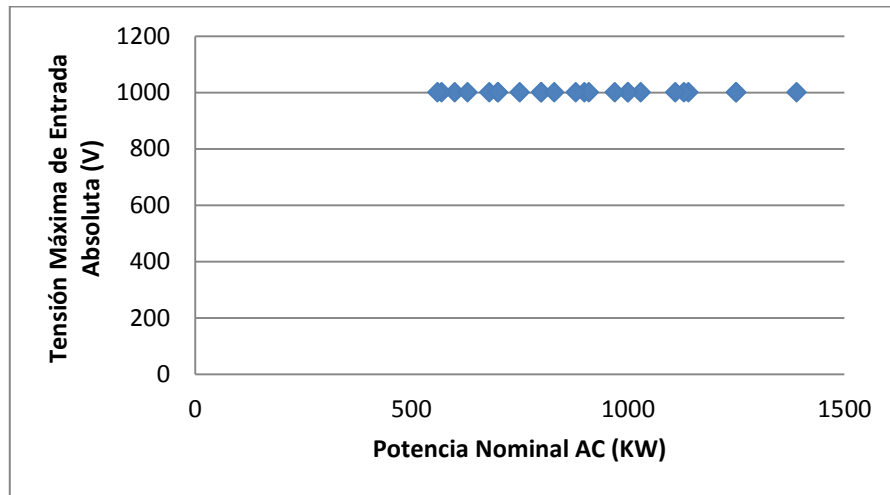


Figura 4.5 - Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia Nominal AC para Inversores con Transformadores de Alta Frecuencia, HF

En el caso de inversores con transformadores de alta frecuencia, el valor que toma la tensión máxima de entrada para diversos valores de potencia nominal AC es de 1000 V.

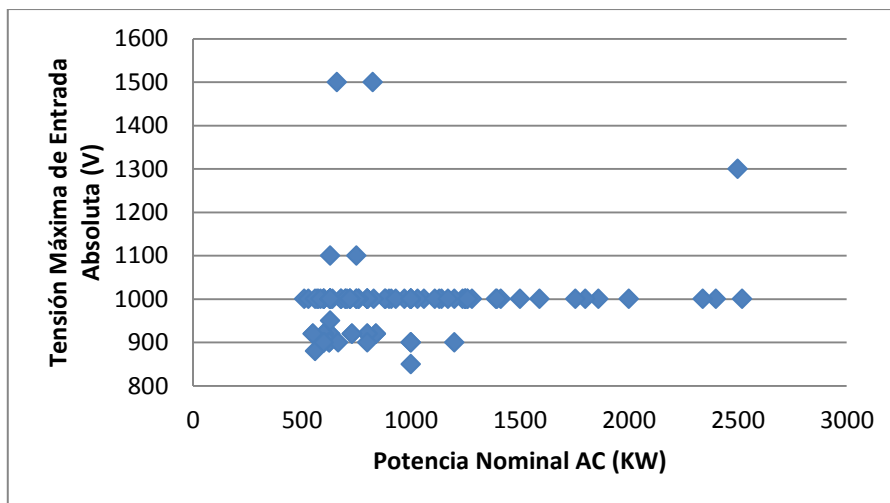


Figura 4.6 - Tensión Máxima Absoluta de entrada vs Potencia Nominal AC para Inversores sin Transformadores, TL

Para el caso de inversores sin transformadores, el valor que toma la tensión máxima de entrada para diversos valores de potencia nominal AC se localiza en el rango comprendido entre 850 V y 1500 V.

Tras visualizar los diferentes rangos de tensiones máximas absolutas de entrada para cada topología, se puede afirmar que no existe relación entre la tensión máxima absoluta de entrada y los diferentes tipos de transformadores presentes en los inversores, ya que todos se localizan dentro del mismo rango.

Los inversores fotovoltaicos de conexión a red incorporan un módulo que localiza el Punto de Máxima Potencia, MPP, del generador fotovoltaico en cada instante de tiempo. Esto permite la reducción de las pérdidas durante la generación. Por este motivo, el análisis del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia [2].

El Punto de Máxima Potencia se caracteriza por unos valores de corriente y tensión. Los inversores presentan un rango de tensión definido entre unos valores máximos y mínimos de tensión en el Punto de Máxima Potencia, para los cuales el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia es adecuado.

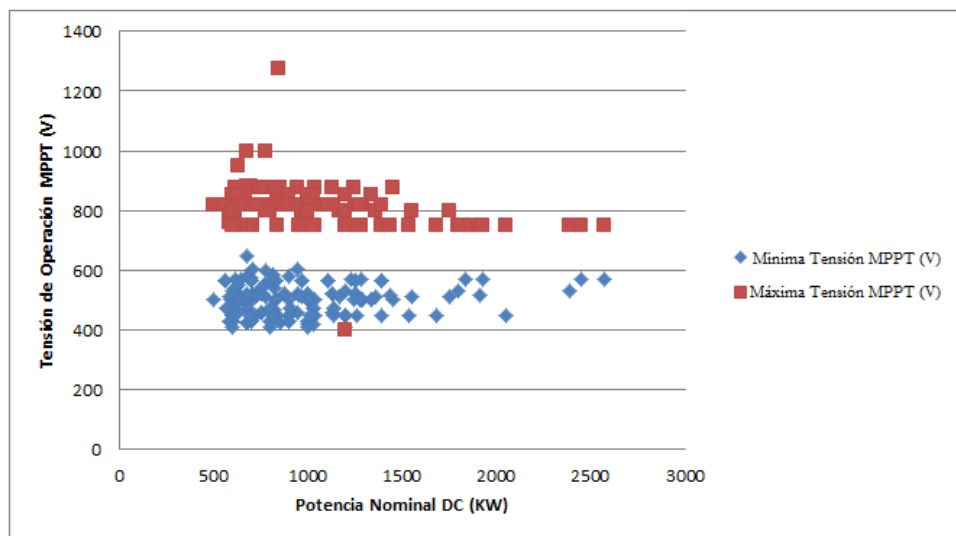


Figura 4.7 – Rango de valores máximos y mínimos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC

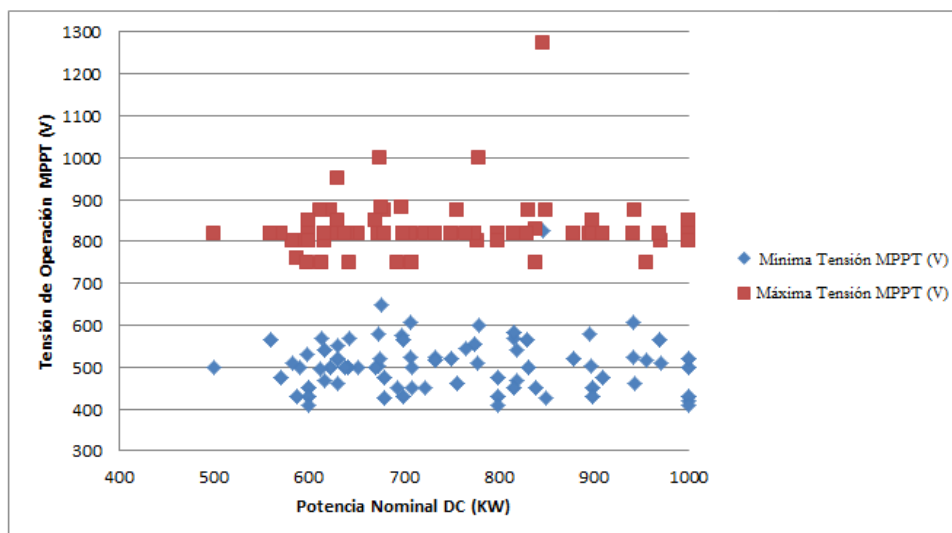


Figura 4.8 – Detalle del rango de valores máximos y mínimos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC

Como muestran las figuras 4.7 y 4.8, los inversores de conexión a red analizados presentan diferentes valores máximos y mínimos de tensión MPP, siendo el rango de valores para la máxima tensión MPP comprendido entre 400 V y 1300 V y el rango de valores para la mínima tensión MPP localizado entre 400 V y 830 V.

Las figuras 4.9 y 4.10 muestran con detalle lo mencionado con anterioridad.

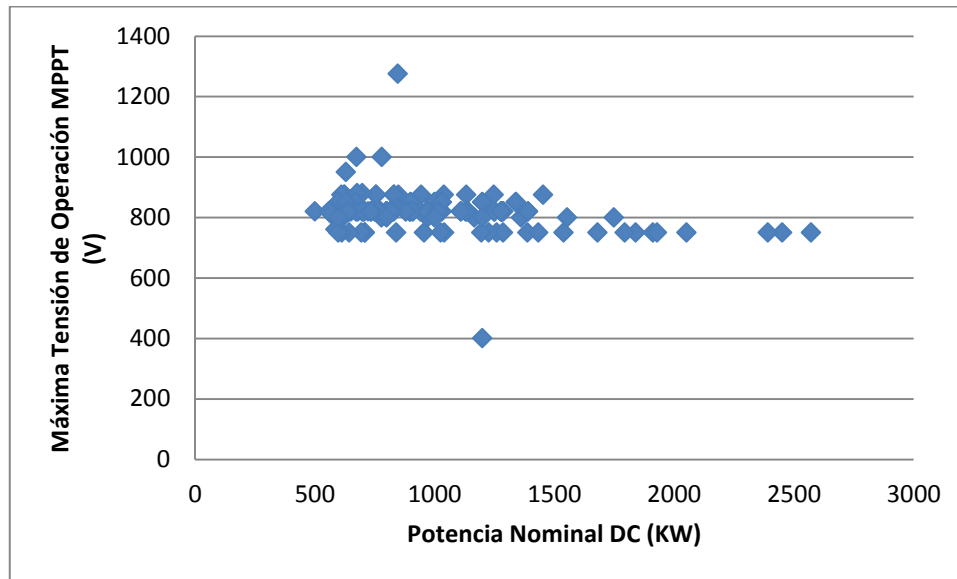


Figura 4.9 – Rango de valores máximos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC

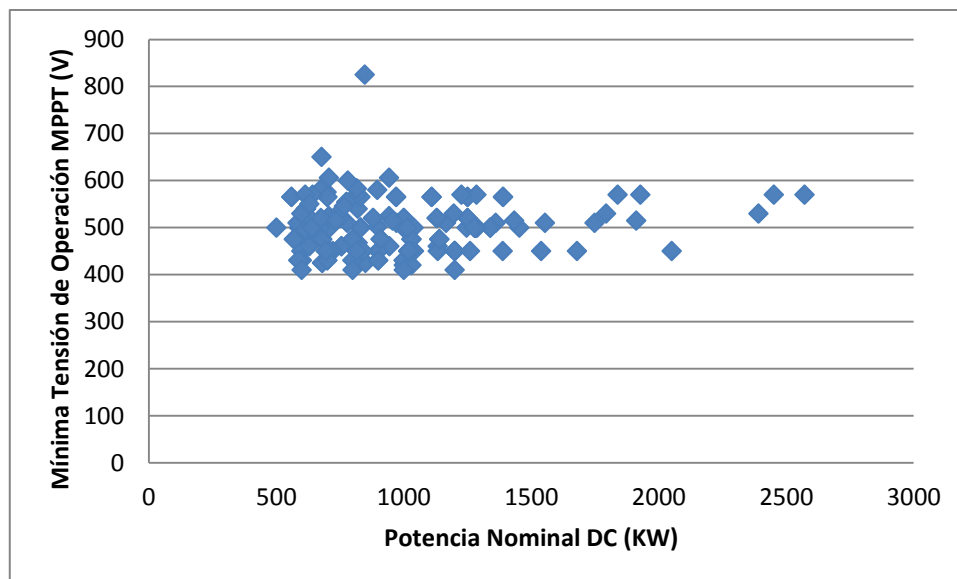


Figura 4.10 – Rango de valores mínimos de Tensión de Operación MPP, V, vs Potencia Nominal DC

4.2-2. *Parámetros Eléctricos de Salida*

Los parámetros eléctricos de salida relativos a la corriente alterna de salida del inversor son: la tensión de salida, la corriente nominal y la corriente máxima, la potencia nominal y la potencia máxima, y la frecuencia.

El primero parámetro analizado es la tensión a la salida, V_{ac} . El estudio se ha enfocado haciendo distinción entre las tres topologías de inversores de conexión a red presentes en los diferentes modelos seleccionados.

En los inversores sin transformador de aislamiento galvánico, TL, figura 4.11, se ha observado que el rango de tensiones V_{ac} varía entre 270 V y 500 V, cuando la potencia nominal AC, P_{nom} , toma valores localizados entre 500 kW y 2500 kW.

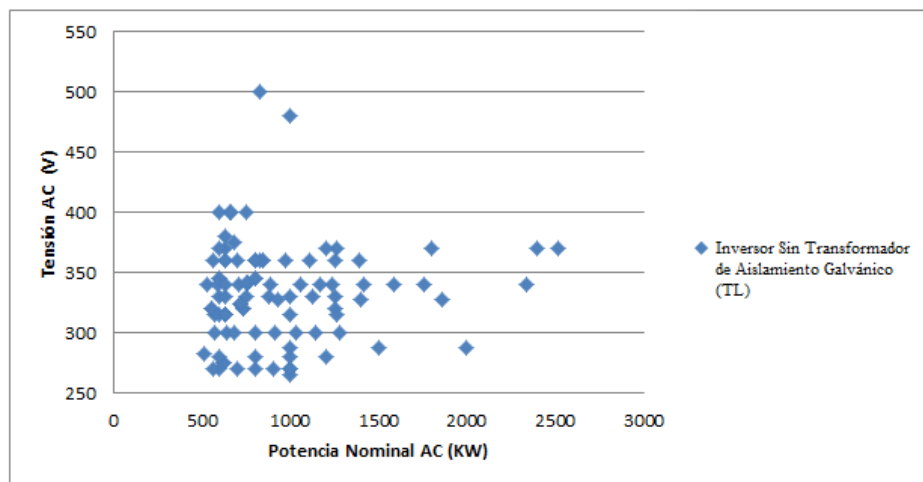


Figura 4.11 – Tensión AC vs Potencia Nominal AC en Inversores sin Transformador, TL

En los inversores con transformador de aislamiento galvánico de baja frecuencia, LF, figura 4.12, se ha observado que el rango de tensiones V_{ac} varía entre 0 V y 34000 V, cuando la potencia nominal AC, P_{nom} , toma valores localizados entre 500 kW y 1600 kW.

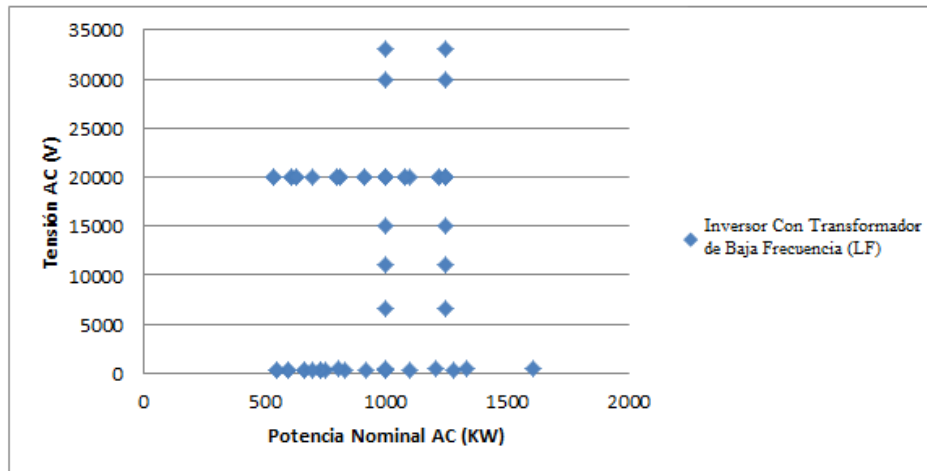


Figura 4.12 - Tensión AC vs Potencia Nominal AC en Inversores con Transformador, LF

En los inversores con transformador de aislamiento galvánico de alta frecuencia, HF, figura 4.12, se ha observado la tensión V_{ac} no varía, siendo su valor constante igual a 20000 V, cuando la potencia nominal AC, P_{nom} , toma valores localizados entre 500 kW y 1400 kW.

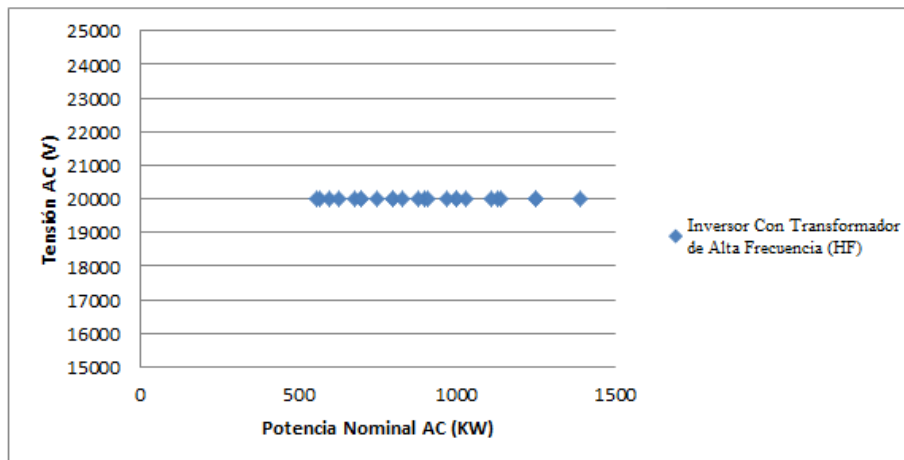


Figura 4.13 - Tensión AC vs Potencia Nominal AC en Inversores con Transformador, HF

Otro de los parámetros analizados ha sido la potencia nominal AC, P_{nom} . Representando los diferentes modelos de inversores fotovoltaicos escogidos para la realización del estudio comparativo frente a la potencia nominal AC, se puede observar que dicha potencia nominal AC varía entre 500 kW y 2500 kW, figura 4.14.

Como la mayoría de modelos de inversores presentan una potencia nominal AC que toma valores entre 500 kW y 1500 kW, en la figura 4.15 se ha representado el detalle de la distribución de los diferentes modelos en función de la potencia nominal AC.

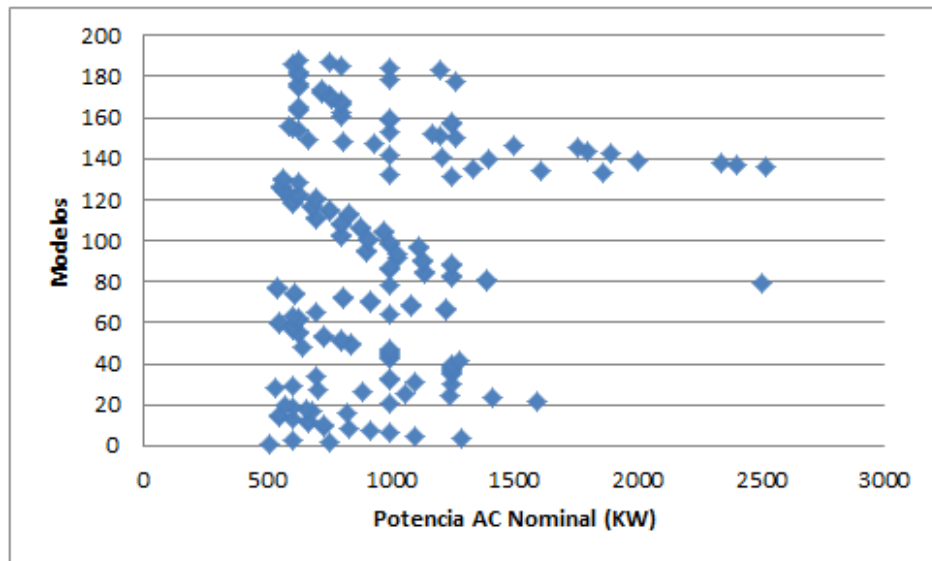


Figura 4.14 – Distribución de los diferentes modelos en función de la Potencia Nominal AC

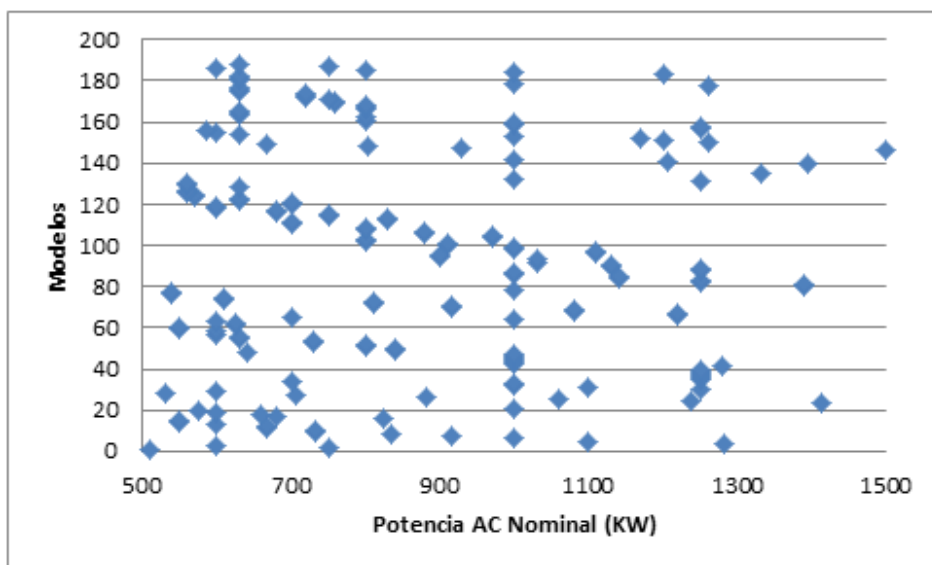


Figura 4.15 – Detalle de la distribución de los diferentes modelos en función de la Potencia Nominal AC

En la figura 4.16 se ha representado una distribución del número de inversores de conexión a red analizados en función de su potencia nominal AC, siendo predominantes los inversores con Pnom comprendida entre 600 kW y 700 kW, con un 18%, seguidos de los inversores con Pnom comprendida entre 700 kW y 800 kW, con un 13%, y con un 12% de inversores de conexión a red cuya potencia nominal AC varía entre 900 kW y 1100 kW.

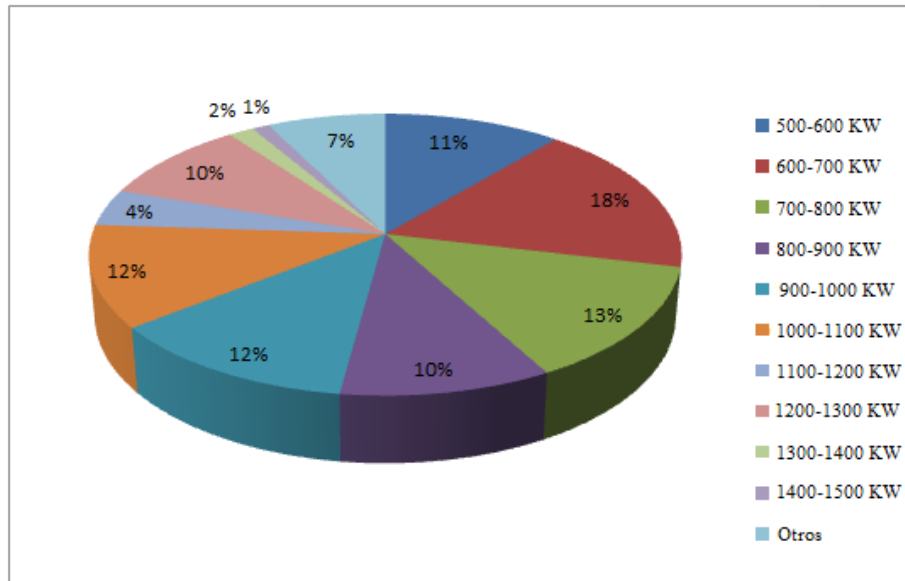


Figura 4.16 – Distribución del número en % de los diferentes modelos de Inversores de Conexión a Red en función de su Potencia Nominal AC

Además de los parámetros mencionados con anterioridad, también se ha observado que todos los inversores fotovoltaicos de conexión a red analizados son trifásicos.

Para concluir con la comparación de los parámetros de salida, la frecuencia de los diferentes modelos de inversores oscila entre 50 Hz y 60 Hz. En el 90% de los inversores, la frecuencia es de 50/60 Hz. En el otro 10% restante, la frecuencia es de 60 Hz.

4.2-3. Rendimiento

En el capítulo 3 de la memoria, queda plasmada la importancia del rendimiento en la conversión de la corriente continua a corriente alterna, llevada a cabo por el inversor de conexión a red.

La eficiencia de la conversión eléctrica se define como:

$$\eta (\%) = \frac{P_{AC}}{P_{CC}} \cdot 100$$

Ecuación 4.1 - Rendimiento

Siendo P_{AC} la potencia a la salida del inversor y P_{CC} la potencia a la entrada del inversor.

La eficiencia máxima, %, es el máximo valor hallado para todo el rango de potencia, W, para cada inversor.

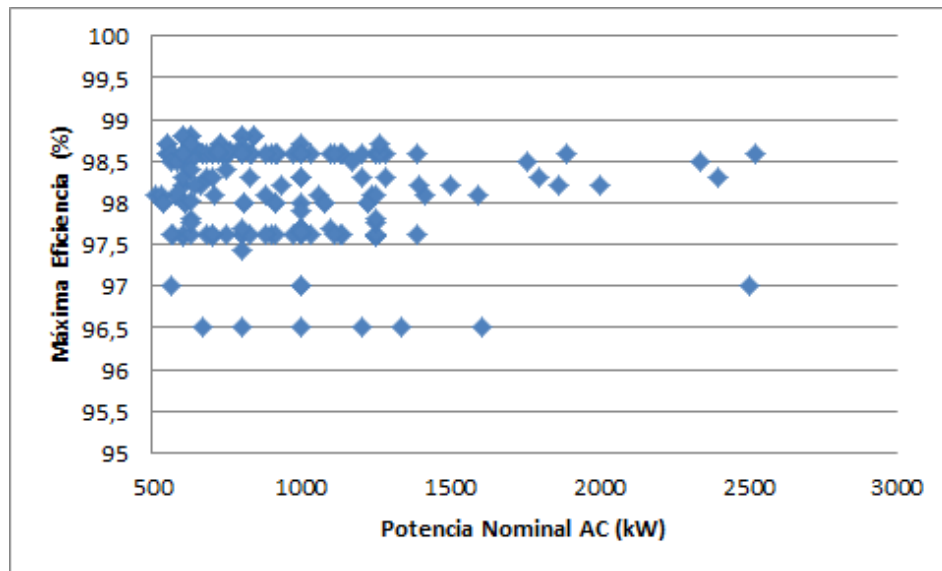


Figura 4.17 – Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW)

La figura 4.17 muestra que la eficiencia máxima varía entre el 96.5% y el 98.6%, para valores de potencia nominal AC comprendidos entre 500 kW y 2500 kW. A priori, se observa que la máxima eficiencia del inversor no está relacionada con la potencia nominal a su salida.

A continuación se han incluido tres gráficas donde se representa la máxima eficiencia en % frente a la potencia nominal a la salida del inversor, kW, para las diferentes topologías: inversor con transformador de baja frecuencia, LF, inversor con transformador de alta frecuencia, HF, e inversor sin transformador, TL.

Entre los distintos modelos de inversores para cada tipología, se aprecia que tanto los inversores con transformador de baja frecuencia como los inversores sin transformador presentan una eficiencia máxima variable entre el 96.5% y el 98.6%, mientras que la eficiencia máxima para los inversores con transformador de alta frecuencia es igual al 97.7%.

Los rangos de potencia nominal a la salida si difieren siendo el de los inversores con transformador de baja frecuencia 600 – 1600 kW, el de los inversores con transformador de alta frecuencia 500 – 1250 kW y el de los inversores sin transformador 460 – 2450 kW.

Las figuras 4.18, 4.19 y 4.20 reflejan todos los datos mencionados en los párrafos anteriores.

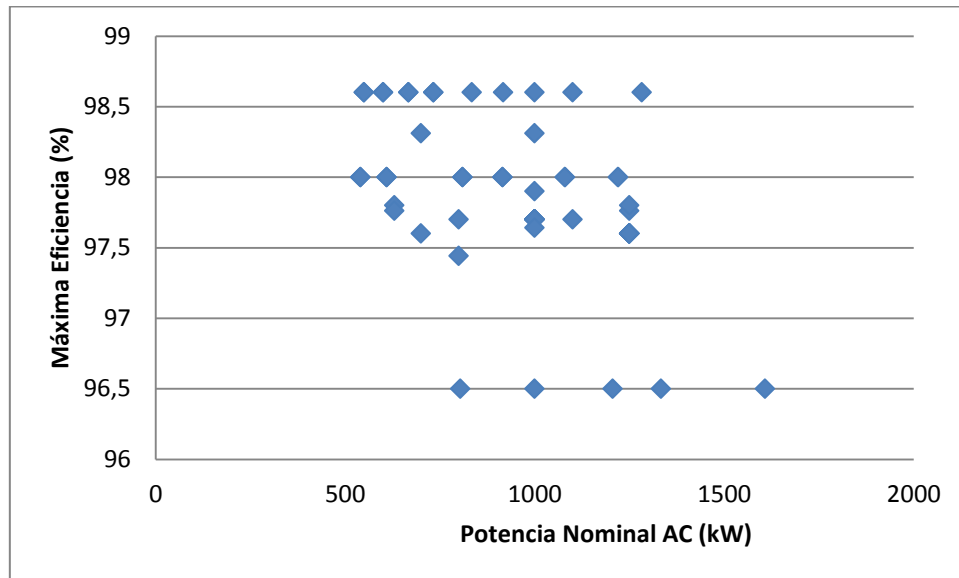


Figura 4.18 - Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW), Inversor con Transformador LF

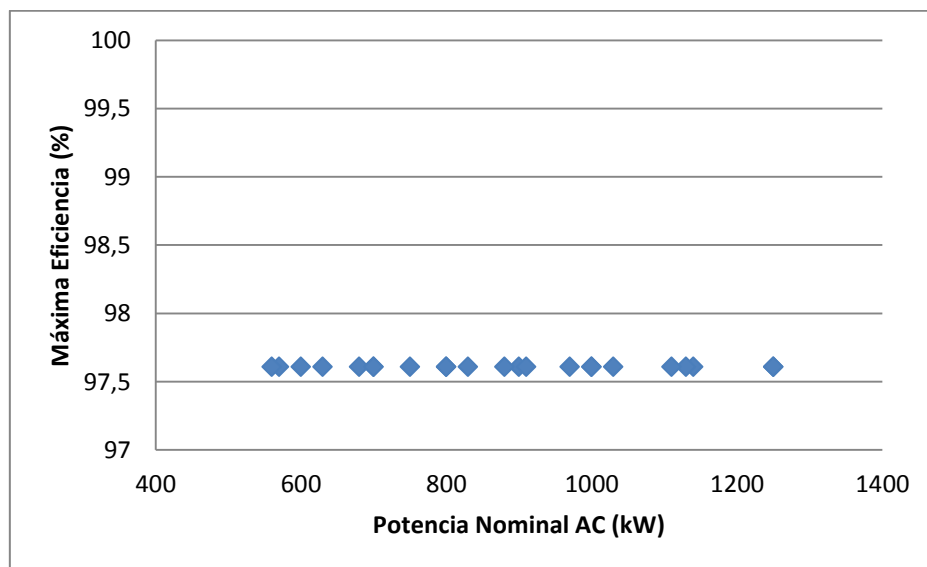


Figura 4.19 - Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW), Inversor con Transformador HF

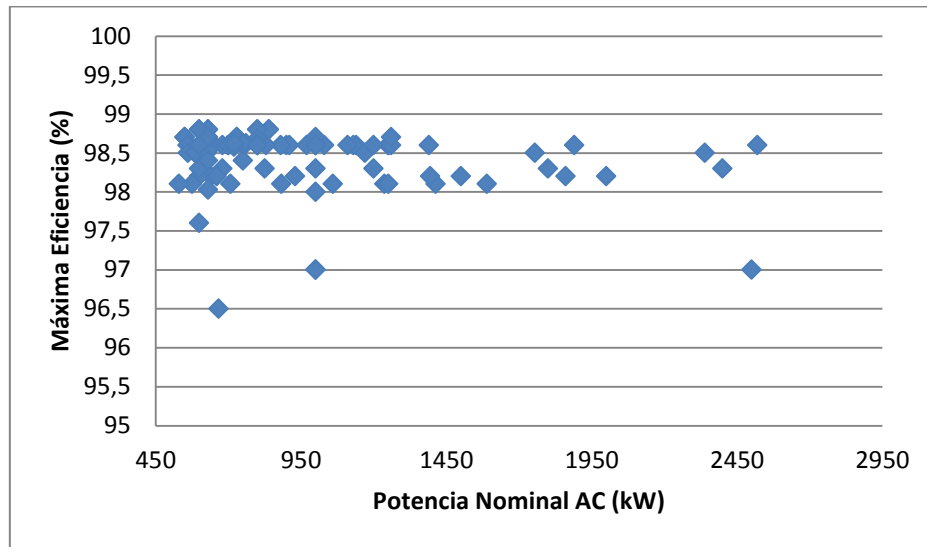


Figura 4.20 - Máxima Eficiencia (%) vs Potencia Nominal AC (kW), Inversor sin Transformador

Con frecuencia, el rendimiento es definido en función del propio rendimiento a determinados valores de la potencia activa nominal a la salida del inversor. Este rendimiento normalizado se denomina rendimiento europeo. A continuación se muestra la ecuación empleada para su obtención:

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%},$$

Ecuación 4.2 – Rendimiento Europeo

Siendo, por ejemplo, $\eta_{30\%}$ el rendimiento del inversor cuando opera a un 30% de la potencia nominal [3].

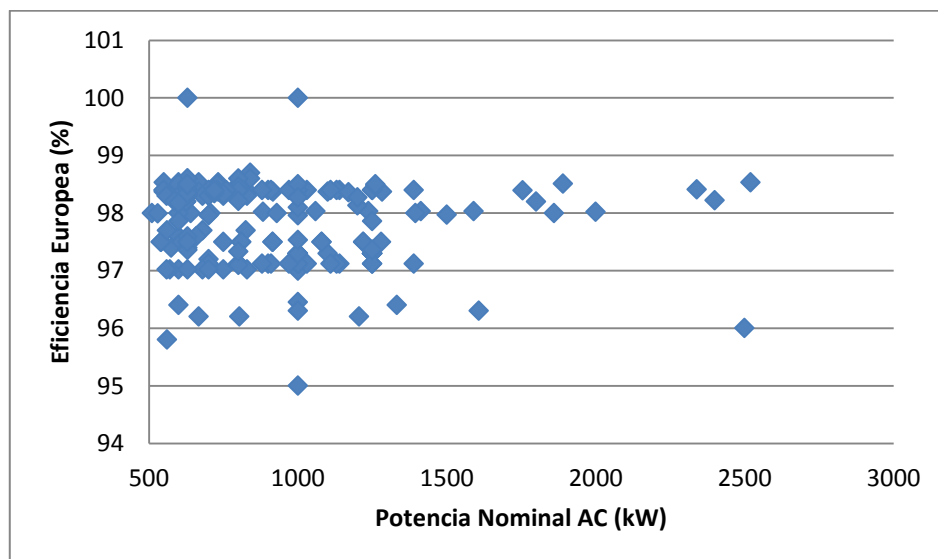


Figura 4.21 - Eficiencia Europea (%) vs Potencia Nominal AC (kW)

4.2-4. *Parámetros Mecánicos*

Además de los parámetros eléctricos analizados a lo largo del capítulo, existen otro tipo, variables mecánicas. Estos parámetros no aportan información acerca del comportamiento de un inversor que forma parte de una instalación fotovoltaica. Los parámetros mecánicos tienen su importancia, ya que son necesarios para el acoplamiento del inversor en el sistema fotovoltaico.

El volumen y el peso del inversor o inversores que se emplearán en la instalación son parámetros mecánicos.

- Volumen. Entre la potencia proporcionada por un inversor y su volumen existe una dependencia. Cuanto mayor sea la potencia que entregada por el inversor de conexión a red, mayor será el volumen que ocupe.
- Peso. Este parámetro mecánico está estrechamente relacionado con la topología de aislamiento galvánico empleado. Como cabe esperar, los inversores que disponen de aislamiento galvánico son más pesados que los inversores que no llevan incorporado un transformador de aislamiento.

Se ha realizado un análisis comparativo del peso, kg, en función de la potencia nominal AC, kW, de los 188 modelos de inversores de conexión a red seleccionados. Se ha observado que en función de la topología, si el inversor presenta o no transformador y, en caso de contener, de qué tipo, el peso varía desde 1250 kg hasta 41000 kg, para un rango de potencia nominal AC comprendido entre 500 kW y 2500 kW, aproximadamente.

En la figura 4.22 y 4.23, detalle de la 4.22, se observa lo mencionado anteriormente.

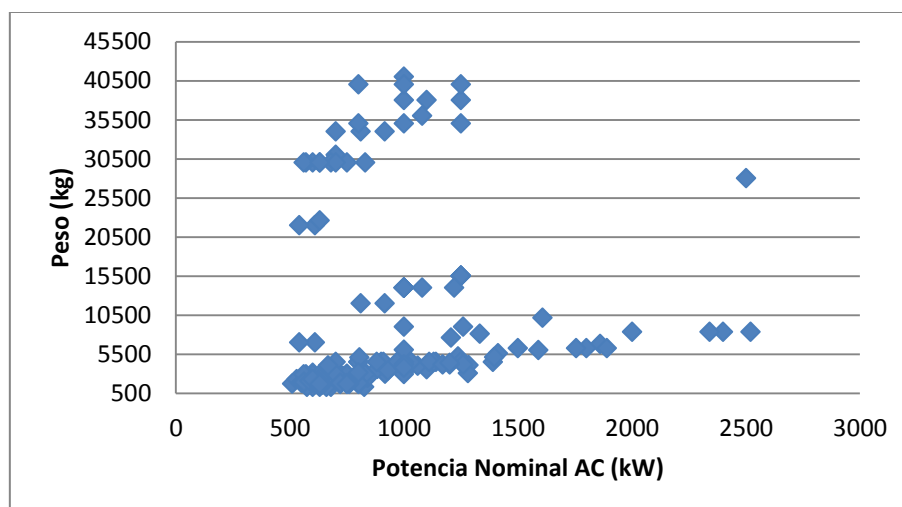


Figura 4.22 – Peso, kg, de los Inversores según el tipo de Aislamiento Galvánico vs Potencia Nominal AC, kW

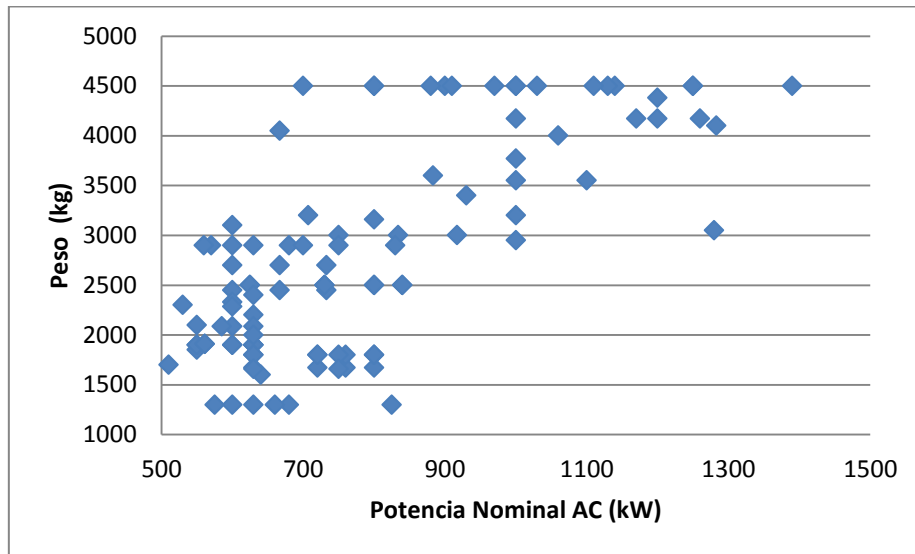


Figura 4.23 – Detalle del Peso, kg, de los Inversores según el tipo de Aislamiento Galvánico vs Potencia Nominal AC, kW

Para apreciar la influencia de los transformadores de aislamiento galvánico en los inversores se han incluido las siguientes gráficas que muestran el rango de peso en función de la potencia nominal AC, en función de cada topología de inversor de conexión a red.

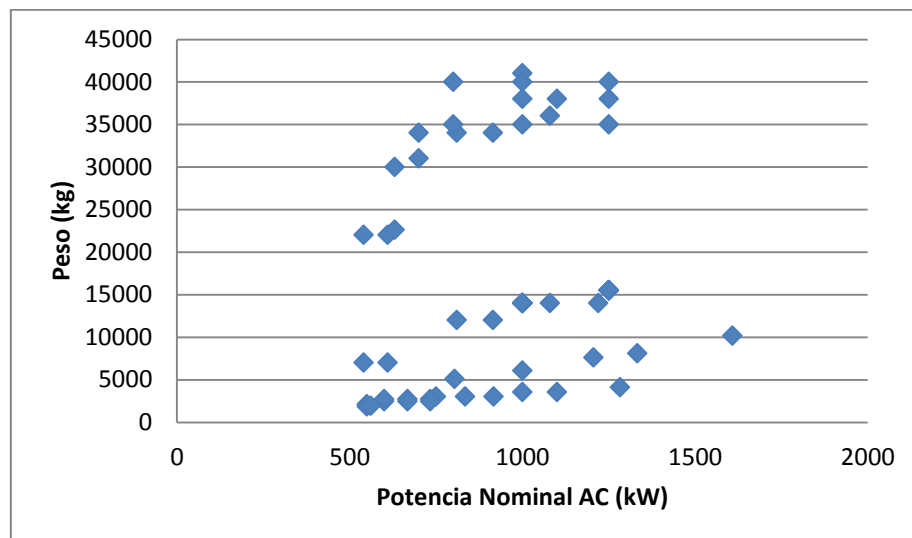


Figura 4.24 - Peso, kg, de los Inversores con Transformador de Baja Frecuencia, LF, vs Potencia Nominal AC, kW

La figura 4.24 muestra que, los inversores con transformador de baja frecuencia, cuya potencia nominal AC varía entre 500 kW y 1600 kW, tienen pesos muy diversos comprendidos en el rango de 1850 kg y 40000 kg.

En la figura 4.25 se ha representado el peso de los inversores con transformador de alta frecuencia frente a la potencia nominal AC. De todos los modelos analizados de esta topología, tan sólo uno, para una potencia nominal AC igual a 560 kW pesa menos de 30000 kg, 1910 kg. El resto, para valores de potencia nominal AC comprendidos entre 560 kW y 830 kW, pesa 30000 kg.

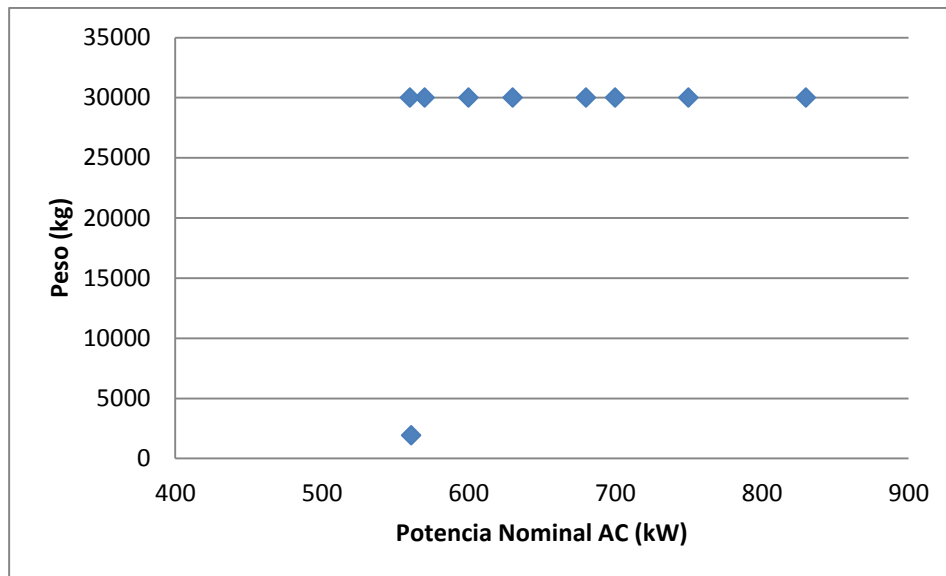


Figura 4.25 - Peso, kg, de los Inversores con Transformador de Alta Frecuencia, HF, vs Potencia Nominal AC, kW

Las figura 4.26 y 4.27 muestran que, la mayoría de los modelos de inversores sin transformador de aislamiento galvánico, cuya potencia nominal AC varía entre 500 kW y 2500 kW, tienen pesos comprendidos en el rango de 1250 kg y 4500 kg.

Tan sólo uno de los modelos escogidos para la realización del estudio comparativo supera este valor, llegando a pesar 28000 kg para una potencia nominal AC de 2500 kW.

En la figura 4.27 se detallan los valores de peso frente a potencia nominal AC de la mayoría de los modelos de inversores sin transformador de aislamiento galvánico.

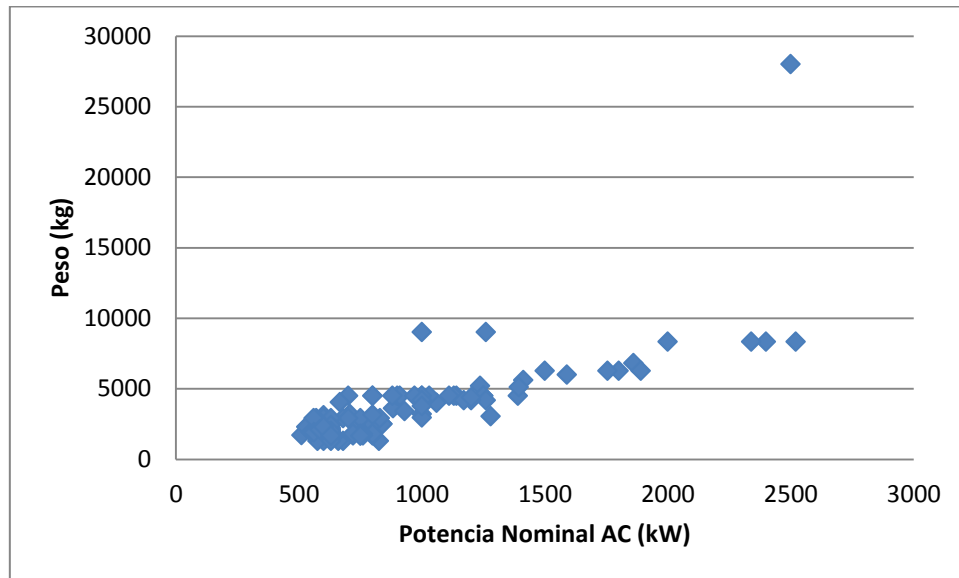


Figura 4.26 - Peso, kg, de los Inversores sin Transformador de Aislamiento Galvánico, vs Potencia Nominal AC, kW

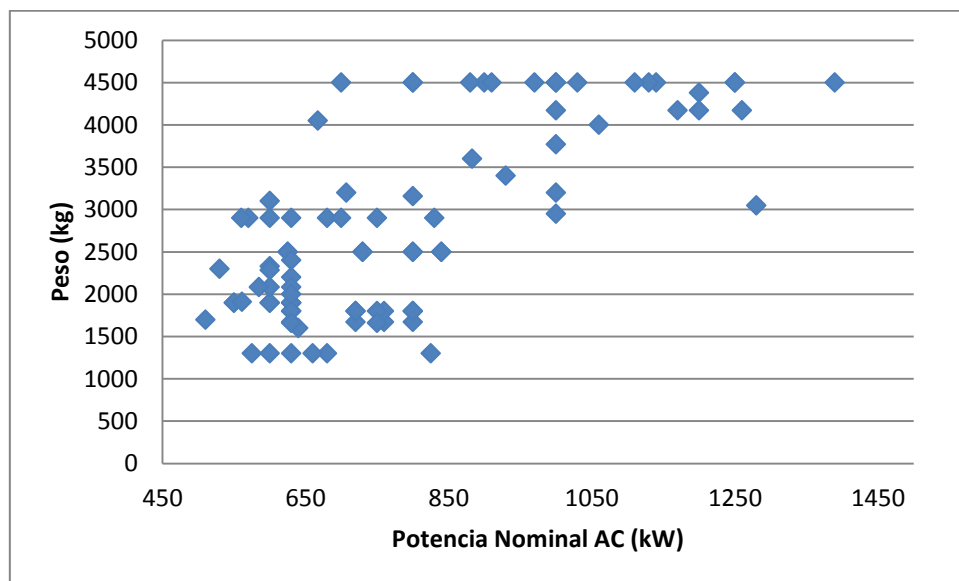


Figura 4.27 – Detalle del Peso, kg, de los Inversores sin Transformador de Aislamiento Galvánico, vs Potencia Nominal AC, kW

Para concluir con el análisis del peso de los modelos estudiados de inversores de conexión a red, se puede afirmar que, aquellos inversores que contienen transformador de aislamiento galvánico pueden llegar a ser más pesados que los que no tienen transformador de aislamiento galvánico.

Además, se ha observado que la potencia nominal AC, kW de cada tipo de inversor es no guarda relación con su peso, kg.

SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO REAL



CAPÍTULO 5

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO REAL

5.1- Introducción

El objetivo de este capítulo consiste en introducir al lector los conceptos teóricos más relevantes del sistema solar fotovoltaico de conexión a red real analizado, en cuanto a elementos del sistema e instrumentación se refiere.

El sistema solar fotovoltaico de conexión a red del que se van a extraer algunos datos de interés para la caracterización del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*” y la caracterización de la generación y el consumo del edificio de uso industrial, se ubica en el Parque Industrial La Laguna, Leganés (Madrid).

5.2- Descripción del Sistema Real

Partiendo de los conceptos introducidos a lo largo de los capítulos anteriores de la memoria, se va a realizar una descripción de los modelos, características y funciones de cada uno de los elementos que componen la instalación real y de los equipos empleados para la obtención de datos experimentales, los cuales serán mostrados y analizados en el capítulo 6.

- *Elementos del Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red.* Los elementos del sistema que intervienen en la caracterización son los paneles solares fotovoltaicos, encargados de la captación de la luz solar, inversores para la conversión de la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna para poder ser suministrada a la red, y la red eléctrica.
- *Elementos de Medida.* El vatímetro es el elemento utilizado para la obtención de los parámetros del sistema a analizar. Los resultados obtenidos se procesan y analizan haciendo uso de un ordenador.
- *Elementos Auxiliares.* Para el conexionado de los elementos del sistema con los elementos de medida se han utilizado cables y pinzas. Para exportar los datos del vatímetro al ordenador, se emplea el software denominado “*LMGControl*”. Además, el procesado de los datos experimentales y su análisis se ha realizado empleando el programa informático “*OriginPro*”.

5.3- Elementos del Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red Real

5.3-1. Paneles Solares Fotovoltaicos

La instalación cuenta con generador fotovoltaico constituido por una serie de paneles o módulos fotovoltaicos, los cuales generan una potencia nominal total de 12 kW.

Como se podrá constatar en el siguiente capítulo de datos experimentales, aunque se obtienen valores de potencia nominal total generada elevados, no se llegan a conseguir 12 kW en ninguno de los casos analizados. Uno de los principales motivos detectados es la incorrecta orientación de los paneles, aunque también afectan otros factores.

5.3-2. Inversores Fotovoltaicos

El sistema fotovoltaico real cuenta con una serie de inversores de los que se han extraído los parámetros relevantes tanto para la caracterización del inversor como para la caracterización de la generación y el consumo del edificio industrial.

➤ Caracterización del Inversor.

Para el análisis de los datos experimentales de la tarea de caracterización del inversor, se han tomado medidas del modelo de inversor trifásico de conexión a red “Fronius IG Plus 80 V-3”, con una potencia nominal de 7 kW.



Figura 5.1 – Inversor “Fronius IG Plus 80 V- 3”



Para conocer el funcionamiento del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*”, es importante introducir el concepto MIX™, *Master Inverter X-Change*. Este inversor combina varias etapas de potencia, consiguiendo el máximo rendimiento, incluso en carga parcial.

El concepto MIX™ es un perfeccionamiento del procedimiento maestro/esclavo. Todas las etapas de potencia son iguales. El procesador central evalúa y determina qué etapa de potencia tiene menor cantidad de horas de funcionamiento, por lo que la asignación del “Maestro” se realiza alternativamente teniendo en cuenta las horas de servicio realizadas. La etapa con menos horas de funcionamiento será seleccionada como maestro y las otras etapas de potencia serán los esclavos, que se activarán y desactivarán según sea necesario. De este modo, la carga de las diferentes etapas de potencia es uniforme, y se reduce el tiempo de funcionamiento.

Este concepto MIX™ es la situación ideal para mantener la alta eficiencia en condiciones de poca luz, tales como días nublados o los que ocurren naturalmente cada mañana y la tarde.

Además, este inversor emplea una tecnología basada en el uso de transformadores de Alta Frecuencia, HF. Esto favorece un alto nivel de eficiencia constante en todo el rango de tensiones de entrada, gracias a la conmutación automática del transformador que le permite tener tres puntos de máxima eficiencia a distintas tensiones del campo fotovoltaico.

El uso de transformadores de HF presenta también otras ventajas tales como:

- Un diseño ligero del inversor debido al menor peso.
- Un alto nivel de eficiencia debido a la disminución de pérdidas en el bobinado.
- Seguridad gracias al aislamiento galvánico que proporciona a la instalación.

A continuación se adjunta una imagen en la que se muestra el inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*”, en el momento que se realizó el conexonado para la obtención de las medidas [1].



Figura 5.2 – Interior del Inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” y Conexión con el Vatímetro mediante Cables y Pinzas

➤ *Caracterización de la Generación y el Consumo del Edificio Industrial.*

Para realizar la caracterización de la generación y el consumo del edificio industrial, se han tomado medidas del modelo de inversor trifásico de conexión a red “*Fronius IG Plus 80 V-3*”, con una potencia nominal de 7 kW y del modelo “*Fronius IG TL 3.0*”, inversor fotovoltaico sin transformador con una potencia máxima de salida de 3kW.

En el apartado anterior se han aportado algunos de los datos más relevantes acerca del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*”, por lo que a continuación únicamente se añadirá información relativa al inversor “*Fronius IG TL 3.0*” [2].

Este inversor cuenta con un gestor de estados integrado para poder supervisar el sistema completo de forma rápida y eficiente.

Permite la detección por serie de incidencias, presenta códigos de estado detallados y el contacto de comunicación es directo, lo que permite detectar al instante las posibles anomalías, además de asegurar los rendimientos a largo plazo de la instalación.

Para poder supervisar la instalación de manera cómoda y efectuar las actualizaciones del inversor, incorpora una memoria USB comercial.



Figura 5.3 – Inversor “Fronius IG TL 3.0”

En el apartado de la memoria denominado *Anexos*, se han incluido las hojas de características, o datasheet, de los inversores que forman parte de la instalación solar fotovoltaica real, para aportar mayor información acerca de datos técnicos de entrada al inversor y salida del inversor, datos generales y requerimientos de seguridad, del modelo de inversor empleado en la instalación fotovoltaica real.

5.3-3. Vatímetro “LMG500”

El vatímetro es el elemento principal de medida empleado en la obtención de los datos, de los cuales se realizará el análisis. El modelo utilizado es el vatímetro “LMG500”, para mediciones multifase, de la marca ZES ZIMMER.



Figura 5.4 – Vatímetro “LMG500”

Destaca la capacidad para realizar numerosas medidas en tiempo real de los componentes de la instalación, como por ejemplo la medición de los parámetros de inversores o los de las fuentes de alimentación, entre otros, así como una precisión del 0.03% en la recogida de las medidas. El rango de medidas es muy amplio, siendo el de corriente entre 20mA y 32A, y el de tensión entre 3V y 1000V.

Dispone de ocho canales de medición y, para cada canal, hay dos inputs, una para corriente y otra para tensión. Cada canal está aislado de los demás, con lo que se evita la posibilidad de interferencias en las mediciones realizadas.

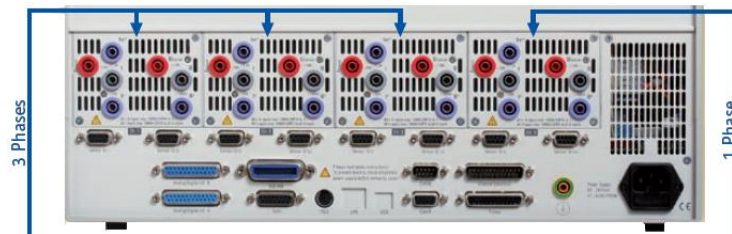


Figura 5.5 – Vatímetro, parte posterior. Conexionado para Tensión y Corriente

Presenta entradas y salidas tanto analógicas como digitales, además de disponer de entradas adicionales para los sensores de corriente. En relación con este tipo de sensores, posee un autoescalado para compensar dichos sensores en fase y amplitud.

En el caso particular analizado en el presente Trabajo Fin de Grado, se han empleado las dos entradas del *Canal 1* para la medición de tensión y corriente provenientes del generador fotovoltaico, por lo tanto, se trata del lado de continua. Las entradas de los *Canales 2, 3 y 4* han sido utilizadas para medir la tensión y la corriente de cada una de las fases, en alterna, a la salida del inversor.

Para el conexionado de los diferentes canales del vatímetro con los inversores de la instalación fotovoltaica, se han utilizado pinzas, cables y sondas.



Figura 5.6 – Detalle de los elementos de conexión del vatímetro con uno de los inversores

El vatímetro posee una pantalla en la que se muestran los valores de los diferentes parámetros medidos en tiempo real. Los valores de los parámetros están en constante cambio puesto que, en todo momento, se están realizando medidas. Es sabido que las medidas obtenidas de los diferentes parámetros dependen de la cantidad de luz que reciben los paneles solares fotovoltaicos.

El vatímetro “LMG500” permite visualizar gráficos de barras, diagramas de las medidas calculadas y sus formas de onda. Además, dispone de un editor de fórmulas, a partir del cual se pueden introducir las fórmulas de las medidas que se van a realizar, en función de los canales empleados del vatímetro [3].

Para conocer más acerca del vatímetro “LMG500”, en el apartado de *Anexos* se han incluido algunas hojas de características.

5.3-4. Software “LMGControl”

Se trata de un software interfaz entre el vatímetro y el ordenador. Con él, se pueden exportar los datos relativos a las medidas tomadas con el vatímetro al ordenador, para poder realizar un análisis detallado de los parámetros característicos de los elementos del sistema solar fotovoltaico.



Figura 5.7 – Pantalla de Inicio: “LMGControl”

El programa informático “*LMGControl*” permite la configuración del vatímetro (parámetros a medir: tensión, corriente, potencia, rendimiento, factores de potencia, irradiancia, entre otros; frecuencia de medida, modos de medida), la visualización y grabación de los valores de medición en tiempo real.

Con “*LMGControl*” se pueden transferir hasta 3000 valores de medición por segundo y, la resolución de las marcas de tiempo, es de 1 milisegundo [4].

Para el análisis de las medidas de la instalación obtenidas, se deben exportar los datos desde este software a otro programa analítico especializado. Es importante prestar atención al hecho de que, en ocasiones, será necesario variar la extensión del documento que contenga las medidas experimentales para su tratamiento en el programa analítico, como en el caso particular considerado en esta memoria.

5.3-5. Software “*OriginPro*”

Para el análisis de las medidas obtenidas, haciendo uso del vatímetro “*LMG500*”, se ha empleado el programa “*OriginPro*”, versión 8.0. Se trata de una hoja de cálculo, capaz de almacenar y analizar millones de datos. Resulta de gran utilidad dicha capacidad, debido a que las medidas tomadas se han realizado durante varios días consecutivos y a lo largo de las 24 horas del día, lo que da como resultado una elevada cantidad de medidas experimentales para su tratamiento.

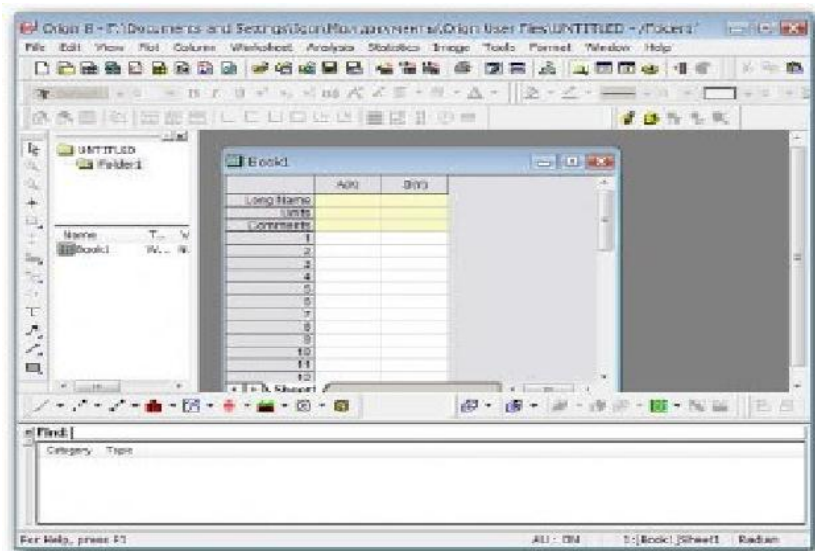


Figura 5.8 – Pantalla de Inicio “*OriginPro*”



“*OriginPro*” permite realizar operaciones con las diferentes columnas, combinarlas, importar y exportar datos, realizar análisis estadísticos, gráficos (gráficas de barras, de secciones, logarítmicas, en dos y tres dimensiones para uno o varios parámetros, entre otras opciones). Además, ofrece la opción de, en el análisis gráfico, particularizar el estudio a una zona determinada en la que pueda apreciarse, con mayor precisión, alguna peculiaridad de los parámetros representados [5].

A lo largo del *capítulo 6* se expone el análisis de los datos experimentales llevado a cabo y, en él, se pueden apreciar algunas de las características del programa “*OriginPro*”.

RESULTADOS EXPERIMENTALES



CAPÍTULO 6

RESULTADOS EXPERIMENTALES

6.1- Introducción

En el *capítulo 5* de la memoria se han introducido los conceptos teóricos más relevantes del sistema solar fotovoltaico de conexión a red real analizado, ubicado en el Parque Industrial La Laguna, Leganés (Madrid).

En el presente *capítulo* se va a realizar la caracterización del sistema descrito anteriormente. Este estudio se ha dividido en dos tareas:

➤ *Caracterización del Inversor “Fronius IG Plus 80 V-3”.*

Para conocer el comportamiento real del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3”, partiendo de los datos obtenidos en la realización de las medidas, se ha elaborado un estudio gráfico. Dicho estudio analiza los parámetros referentes a la tensión, a la potencia activa, reactiva y aparente, tanto en la entrada del inversor como en su salida o el factor de potencia de cada fase y finaliza con el análisis de la eficiencia del inversor que, como se comprobará más adelante, presenta un rendimiento elevado y próximo a lo indicado en su hoja de características.

➤ *Caracterización de la Generación del Campo Fotovoltaico y el Consumo del Edificio de Uso Industrial.*

Se trata de realizar un estudio comparativo de los parámetros característicos de los elementos de la instalación, paneles fotovoltaicos e inversores para conocer qué cantidad de energía demandada en el edificio industrial es cubierta por la generación del sistema solar fotovoltaico integrado en dicho edificio. Por un lado, se analizarán los datos relativos a la generación y, por otro, los referentes al consumo.

6.2- Caracterización del Inversor “Fronius IG Plus 80 V-3”

El objetivo de este apartado es el de comprobar, partiendo de datos experimentales, que se cumplen las características funcionales teóricas del inversor trifásico “Fronius IG Plus 80 V-3” y conocer su funcionamiento real.

Haciendo uso del vatímetro “*LMG500*” y, conectándolo de manera adecuada con el inversor, se han recogido una serie de datos del inversor trifásico “*Fronius IG Plus 80 V-3*” que muestran los valores, en el transcurso del día, de algunos de sus parámetros más significativos, tanto de la entrada al inversor, DC, como de su salida, AC.

- Parámetros de Entrada. Tensión (V), Corriente (A) y Potencia (W).
- Parámetros de Salida. Tensión (V), Corriente (A), Potencia Activa (W), Potencia Reactiva (VAr), Potencia Aparente (VA) y Factor de Potencia, por fase.

Con el programa informático “*LMGControl*”, los valores tomados por el vatímetro son exportados al ordenador.

La figura adjunta a continuación, muestra el esquema de la instalación real de la que se han realizado las mediciones de algunos de los parámetros más significativos, haciendo uso del vatímetro “*LMG500*”.

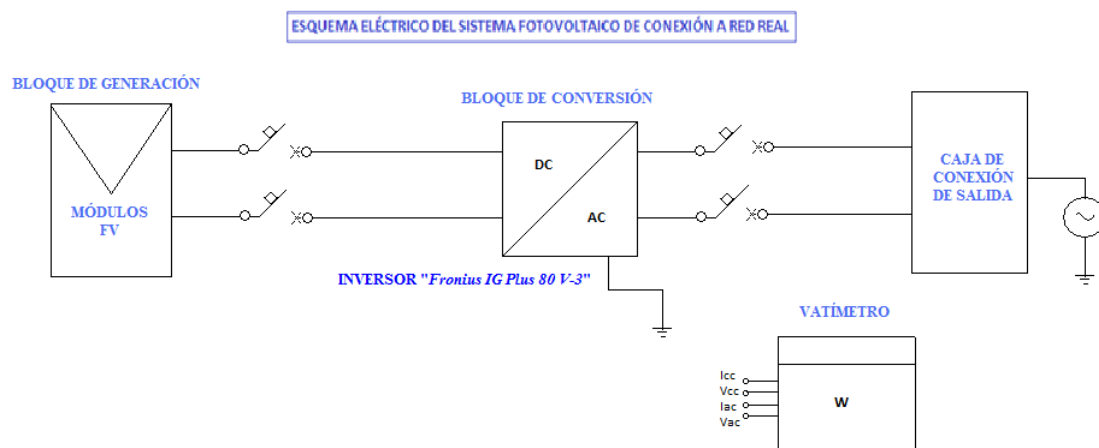


Figura 6.1 – Esquema Eléctrico del Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red Real

En el procesado de los datos, para la caracterización del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*” se ha empleado “*OriginPro*”. Para realizar el análisis gráfico, se han llevado a cabo una serie de operaciones con algunas columnas de valores, las cuales se irán indicando a lo largo del presente capítulo de la memoria.

Para la caracterización del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*”, se realiza el estudio del comportamiento del mismo a partir de la representación de las medidas obtenidas.

El primer parámetro a analizar es la tensión de entrada al inversor, que se corresponde con la tensión DC del generador fotovoltaico.

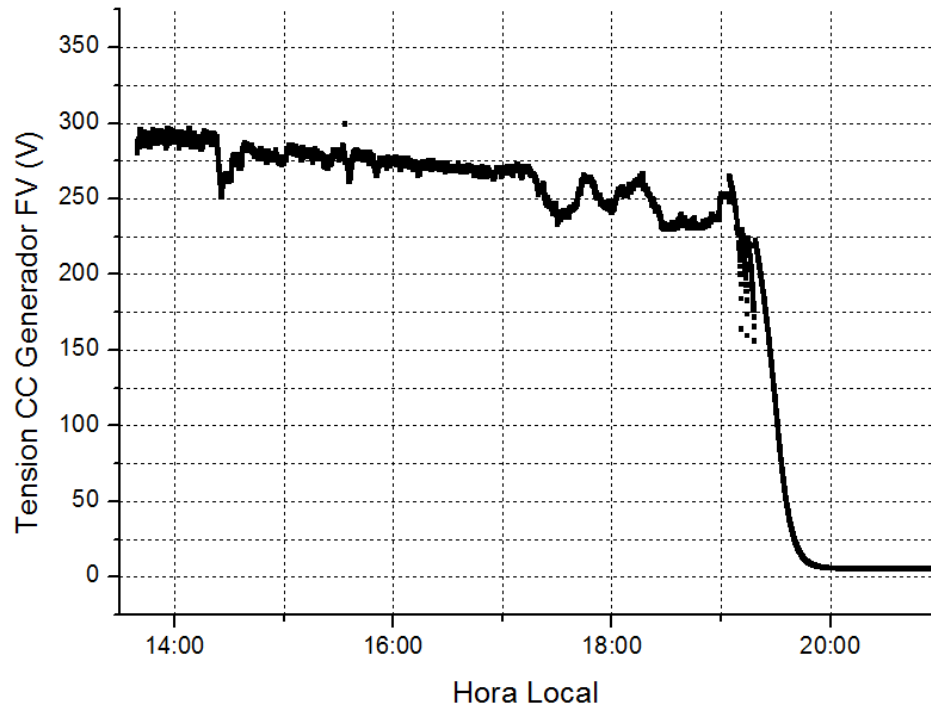


Figura 6.2 - Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3”

En la figura 6.2 se muestra el comportamiento de la tensión de entrada al inversor desde las 13:30 horas de un día hasta el anochecer. Como se puede apreciar, la tensión permanece estable, aunque presente algunos picos de voltaje, durante las horas en las que el inversor trabaja a elevados niveles de potencia. Al anochecer, se observa que la tensión sufre variaciones y aparecen mayores picos de tensión. Estos picos coinciden con el periodo en el que la potencia disminuye progresivamente.

A continuación, se ha incluido una gráfica que muestra detalladamente las oscilaciones que se producen en la tensión de entrada del inversor al anochecer.

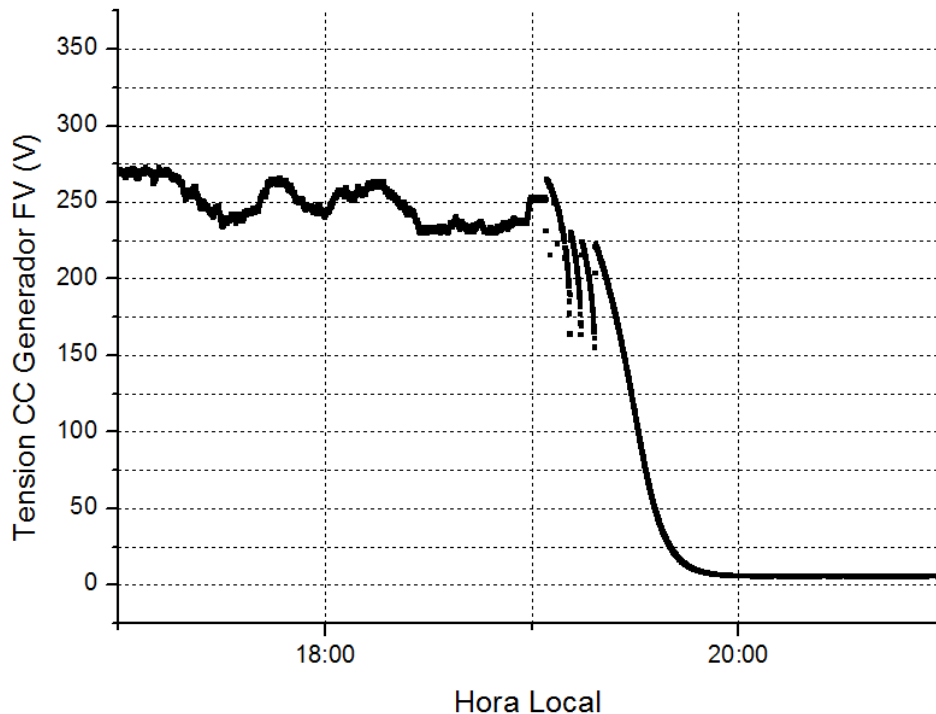


Figura 6.3 - Detalle de la Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3” al anochecer

Para explicar este fenómeno, se debe volver a hacer mención de algunos conceptos introducidos en los capítulos anteriores de la memoria. Se pretende que el inversor entregue unas condiciones de funcionamiento y rendimiento óptimas. Para que esto se cumpla, debe trabajar en torno al *Punto de Máxima Potencia, MPP*. El inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” cuenta con un gestor de módulos que localiza el *Punto de Máxima Potencia*. En definitiva, el objetivo perseguido es el de localizar y modificar los valores de tensión y corriente para que el inversor trabaje siempre en el *MPP*.

Lo que ocurre es que, en determinados momentos del día como el anochecer, cuando el inversor trabaja a bajos niveles de potencia, la determinación del valor óptimo de tensión DC de operación resultado difícil de hallar.

Lo mismo ocurre al amanecer. En las representaciones gráficas adjuntas a continuación se puede observar este fenómeno.

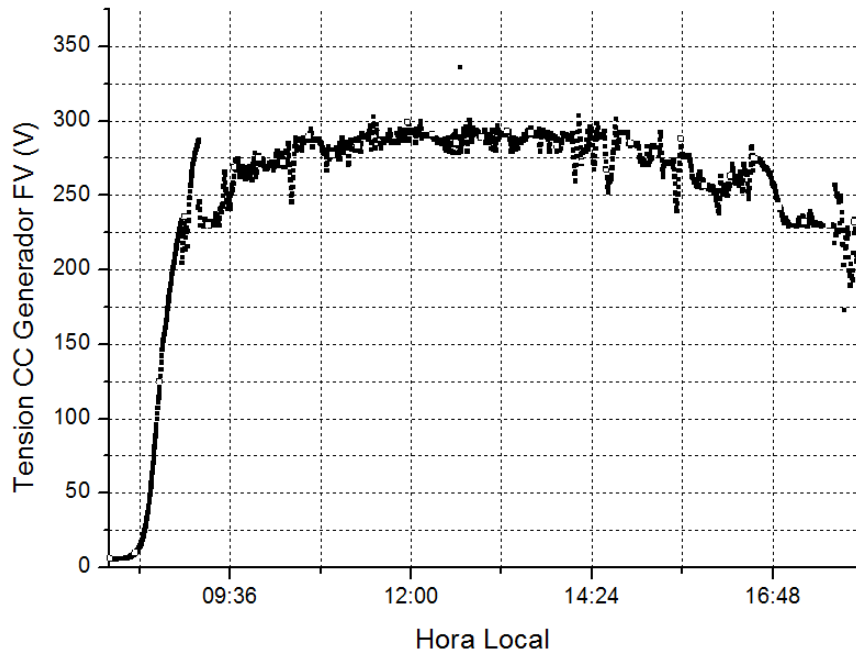


Figura 6.4 - Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3”

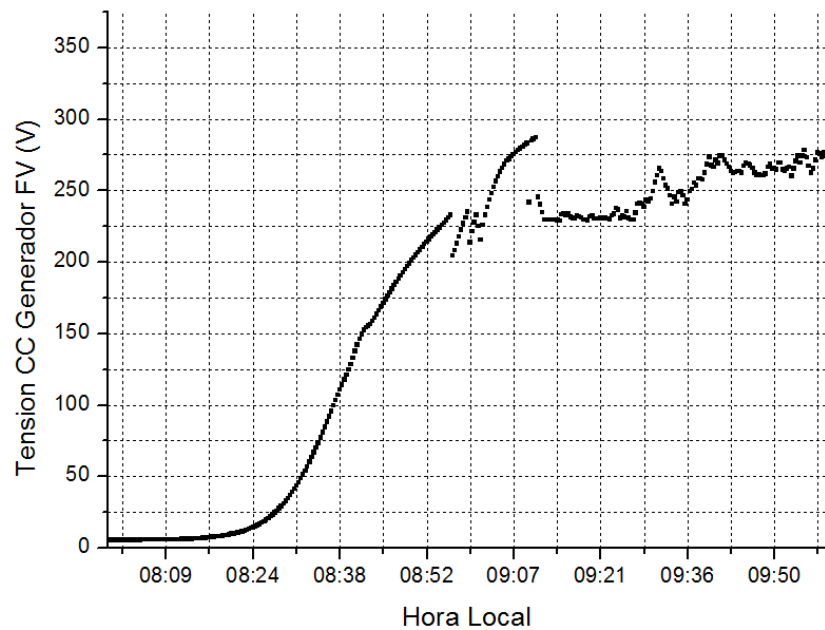


Figura 6.5 - Detalle de la Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3” al amanecer

Continuando con el estudio de la tensión, para poder apreciar lo que ocurre en los periodos del amanecer y del anochecer, se comparan, en una misma gráfica, los valores de la tensión de entrada DC al inversor y de la potencia AC del inversor. Como se observará, en estos periodos la tensión sufrirá variaciones y aparecerán picos de tensiones, que coincidirán con los periodos temporales en los que la potencia activa aumenta y disminuye respectivamente.

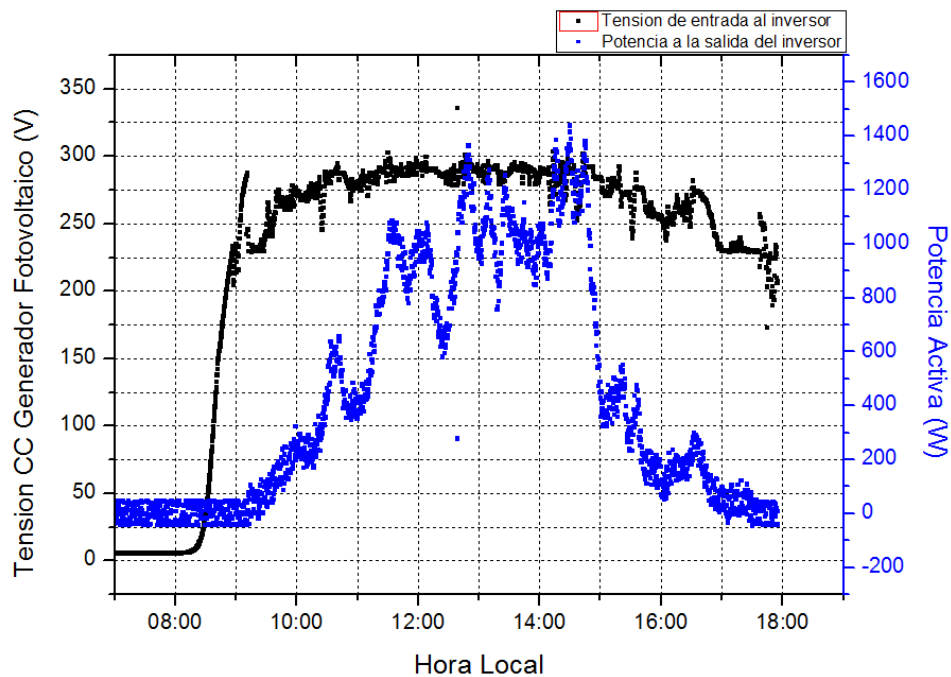


Figura 6.6 - Tensión de entrada (V) al Inversor “Fonius IG Plus 80 V-3” y Potencia Activa de salida (W) vs Tiempo

Los datos recogidos con el vatímetro “LMG500” a la salida del inversor, AC, estaban mostrados por fase. Para la obtención de la gráfica de la potencia activa total ha sido necesario emplear el siguiente concepto:

“La potencia activa, P , consumida por un sistema trifásico es la suma de las potencias activas de cada fase”

$$P = P_A + P_B + P_C$$

Ecuación 6.1 – Potencia Activa Total (P)

En la hoja de características del inversor, incluida en el apartado de *Anexos*, se indica que la potencia nominal AC máxima a la salida del inversor es de 7000 W.

Si se observa la gráfica adjunta a continuación en la que se encuentra representada la potencia activa a la salida del inversor, dicha potencia no sobrepasa nunca el límite indicado. Los valores representados se localizan entre los 0 W y los 1500 W. Hay que tener en cuenta que en el periodo en el que se han realizado las medidas, la irradiación solar no es la máxima. Por este motivo, los valores de potencia activa a la salida del inversor son bajos en relación con la potencia nominal AC máxima a la salida del inversor indicada en la hoja de características.

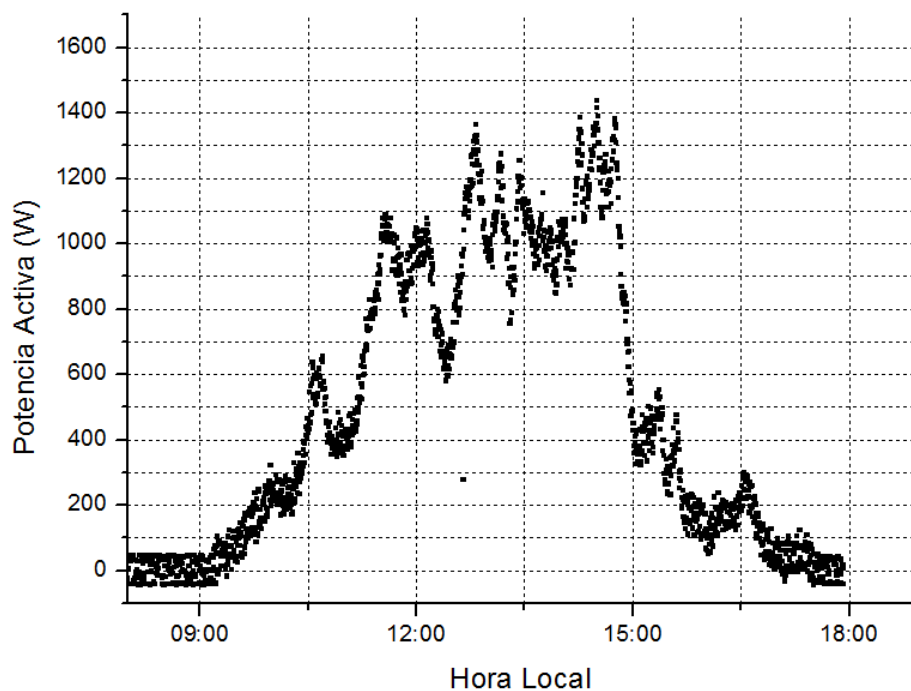


Figura 6.7 – Potencia Activa, P , a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo

La potencia AC máxima a la salida del inversor se obtiene en torno a las 14:30 horas.

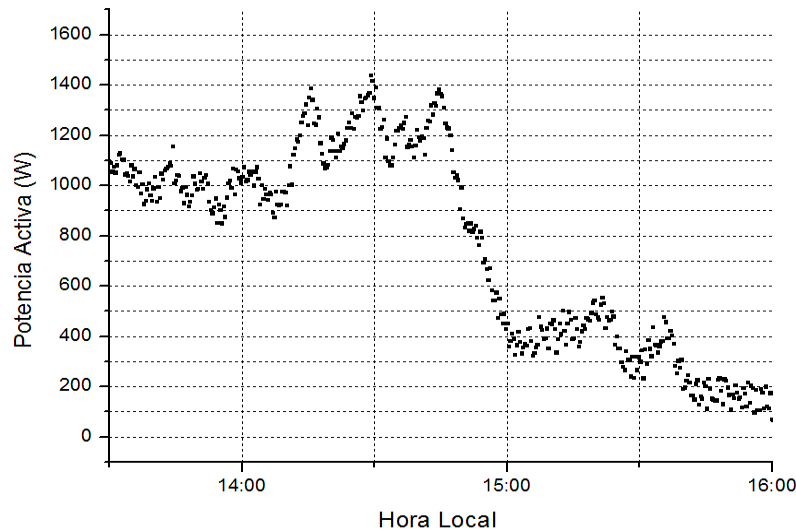


Figura 6.8 – Detalle Máxima Potencia Activa a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo

Otra de las características que se aprecian al realizar el análisis experimental es el concepto Mix™, que es un perfeccionamiento del procedimiento maestro/esclavo, en el que la asignación del "Maestro" se realiza alternativamente teniendo en cuenta las horas de servicio ya realizadas. De este modo, la carga de las diferentes etapas de potencia es uniforme y se reduce el tiempo de funcionamiento.

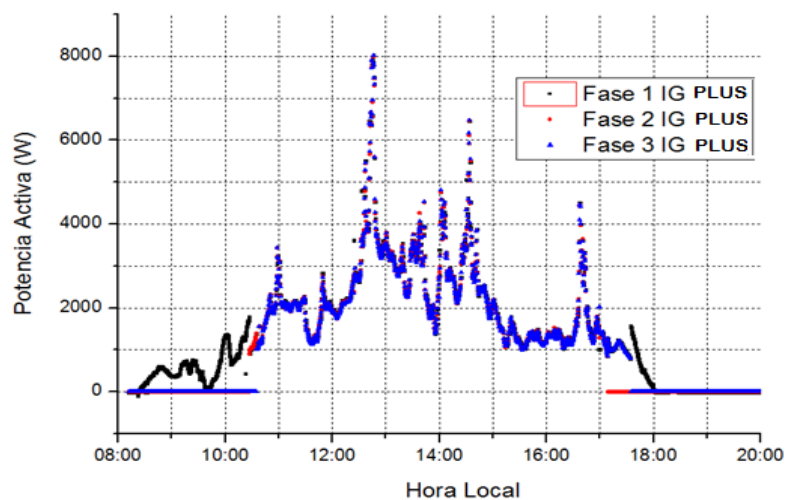


Figura 6.9 - Potencia Activa por fases, P, a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo

Si se observa la figura 6.9, se aprecia que desde la noche del día anterior hasta, aproximadamente, las 8:00 horas de ese día, ninguna de las etapas está activa. Este periodo temporal coincide con las horas en las que la instalación solar fotovoltaica no está generando potencia.

En el momento en el que comienza la generación, entra en funcionamiento la etapa 1 del inversor fotovoltaico, mientras que la etapa 2 y la etapa 3 se encuentran desactivadas.

A medida que pasan las horas de generación del sistema fotovoltaico, aproximadamente a las 10:30 horas, etapa 2 se activa, seguida de la etapa 3.

Hasta que no anochece y la generación disminuye progresivamente hasta ser nula, la etapa 1 no se desactiva, 18:00 horas. La etapa 2 deja de estar activa la primera, alrededor de las 17:00 horas y la etapa 3, que comenzó a funcionar más tarde que la 2, también se desactiva algo después, hacia las 17:30 horas.

Para poder apreciar con claridad el concepto MixTM y lo analizado anteriormente, se han incorporado a continuación las representaciones gráficas de la potencia activa de cada fase frente al tiempo.

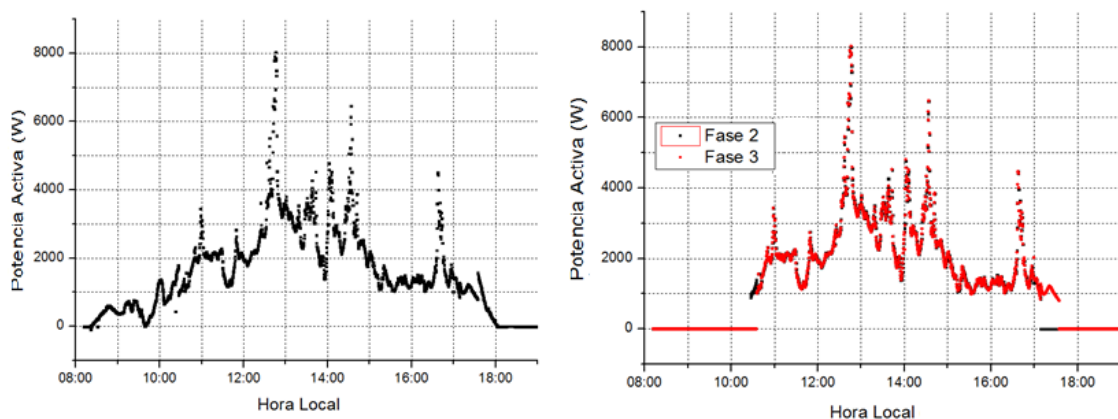


Figura 6.10 - (a) Potencia Activa de la fase uno, P_1 , a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo (b) Potencia Activa de las fases dos y tres vs Tiempo

Otro aspecto importante en la caracterización del inversor de conexión a red es el factor de potencia. Las figuras 6.11 y 6.12 corresponden con la potencia activa de la fase 2 y el factor de potencia de esa misma fase.

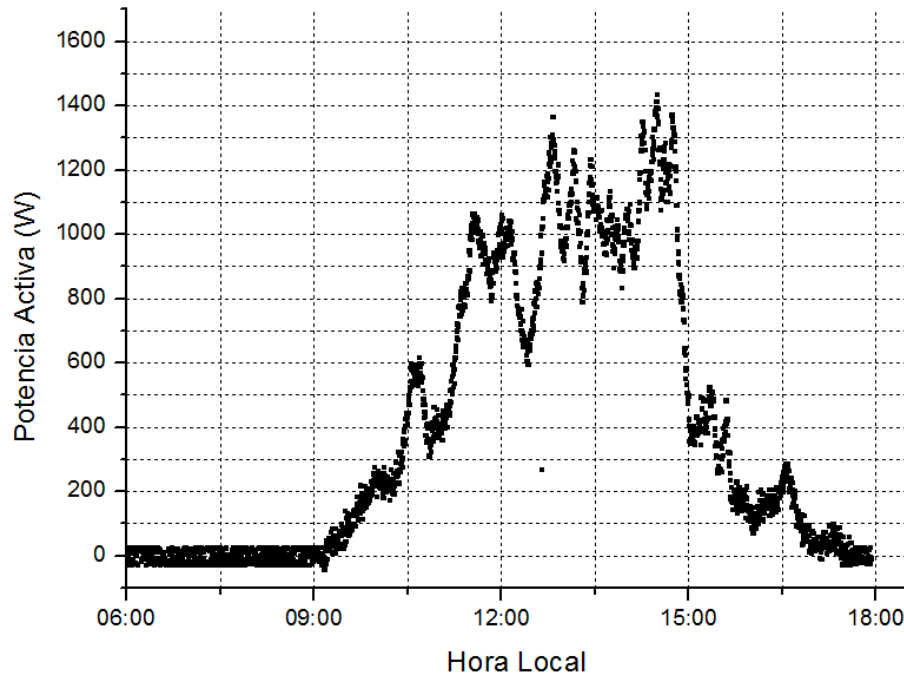


Figura 6.11 - Potencia Activa en la fase 2, P, a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” vs Tiempo

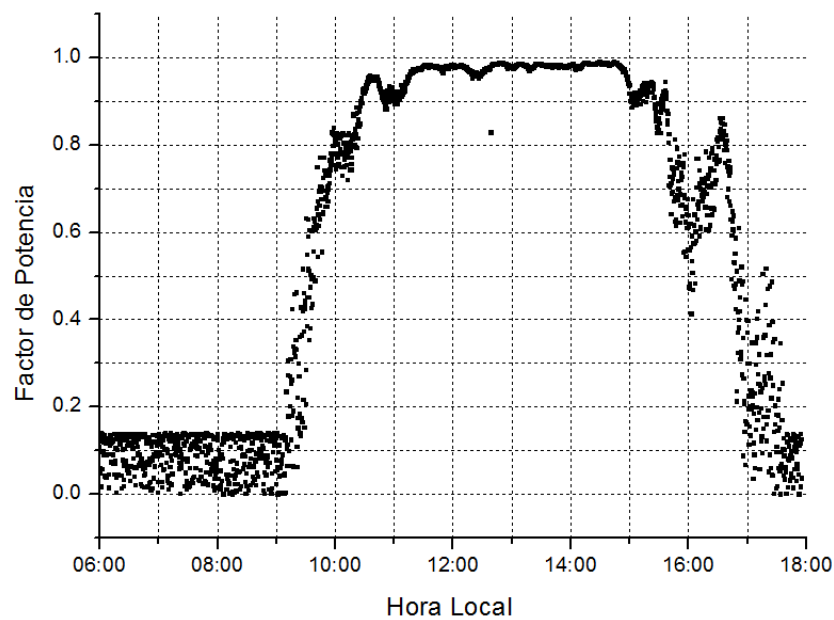


Figura 6.12 – Factor de Potencia de la Fase Dos



Durante el periodo temporal en el que en la instalación no hay generación, ambas representaciones presentan valores muy bajos, oscilando en torno al cero. A partir de las 9:00 horas, aproximadamente, la etapa dos del inversor fotovoltaico se activa, aumentando progresivamente los valores de potencia activa, hasta que, en torno a las 14:30 horas, se obtienen a la salida 1.4 kW. A partir de dicha hora, la potencia activa a la salida del inversor disminuye su valor hasta oscilar en torno a cero sobre las 18:00 horas.

El factor de potencia de la fase dos también aumenta su valor progresivamente, a partir de las 9:00 horas, estabilizándose en torno a 1, aunque no lo llega a alcanzar nunca, alrededor de las 10:30 horas. Esta estabilidad se mantiene hasta, aproximadamente las 15:00 horas, donde comienza a disminuir hasta alcanzar el valor 0 en el momento en que no hay generación. Cabe destacar el hecho de que, el factor de potencia se estabiliza en torno a sus máximos valores, durante el periodo temporal en el que el crecimiento de la potencia activa a la salida del inversor comienza a hacerse notable.

La generación de potencia en el día analizado es inestable, como puede observarse en la gráfica de potencia activa, la cual presenta oscilaciones a lo largo de todo el rango temporal en el que se realizaron las medidas.

Con relación a la potencia reactiva, Q , tras realizar analizar los datos obtenidos de la toma de medidas, se aprecia que su valor oscila, a lo largo del día entre 525 VAr y 630 VAr.

Se ha representado la potencia reactiva junto a la potencia en continua del generador fotovoltaico y se ha observado que, los mayores cambios, tanto aumentos como disminuciones, de los valores de potencia reactiva coinciden con los picos que se producen en la potencia generada.

Lo mencionado con anterioridad puede observarse en la figura adjunta a continuación.

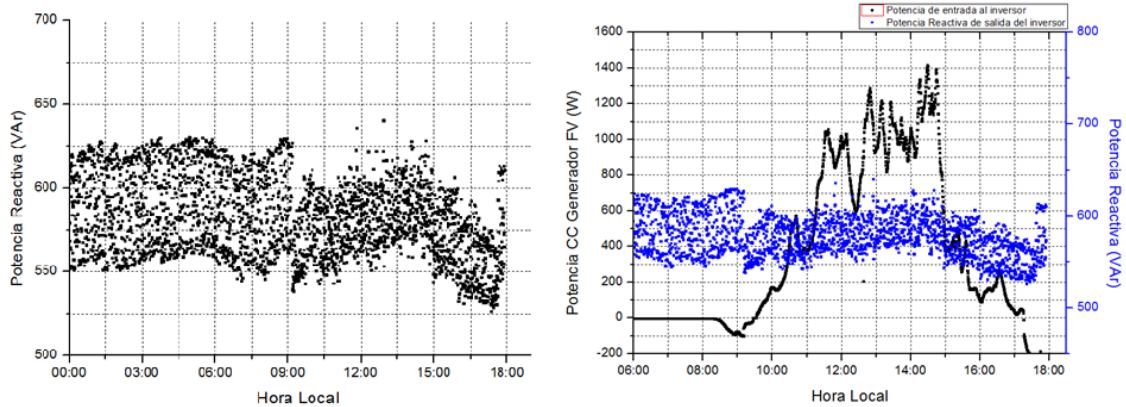


Figura 6.13 – (a) Potencia Reactiva, Q , a la salida del inversor vs Tiempo. (b) Potencia CC a la salida del Generador FV y Potencia Reactiva, Q , a la salida del inversor vs Tiempo

Además, se ha realizado el análisis gráfico de la potencia aparente, S , a la salida del inversor y la comparativa de dicha potencia con la potencia en continua a la salida del generador fotovoltaico frente al tiempo.

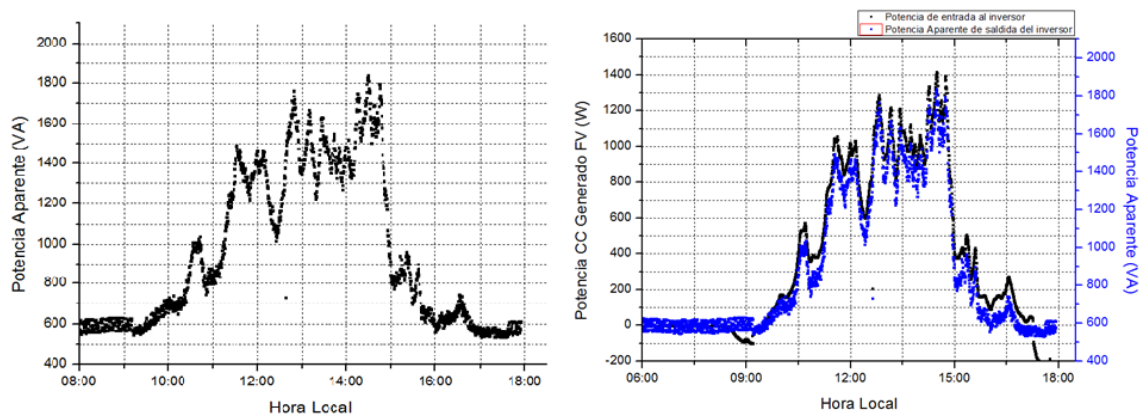


Figura 6.14 - (a) Potencia Aparente, S , a la salida del inversor vs Tiempo. (b) Potencia CC a la salida del Generador FV y Potencia Aparente, S , a la salida del inversor vs Tiempo

La variación de los valores de la potencia aparente a la salida del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” a lo largo del tiempo de análisis coincide con la variación que se produce en la generación de potencia de la instalación.

La potencia aparente, S , toma valores comprendidos entre 600 y 1800 VA, siendo alcanzado su mínimo valor en periodos de tiempo donde la generación de la instalación fotovoltaica es nula.

Para finalizar con la caracterización del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3”, otro parámetro cuya representación gráfica resulta interesante es el rendimiento, η , que se define como la relación existente entre la potencia de entrada al inversor, DC, y la potencia de salida del mismo, AC.

La eficiencia energética máxima teórica del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” es del 95.9%.

La siguiente representación corresponde al día 7 de Noviembre, un día poco soleado, por lo que los valores de potencia, tanto a la entrada del inversor como a la salida, no son elevados con respecto a la potencia nominal máxima admisible.

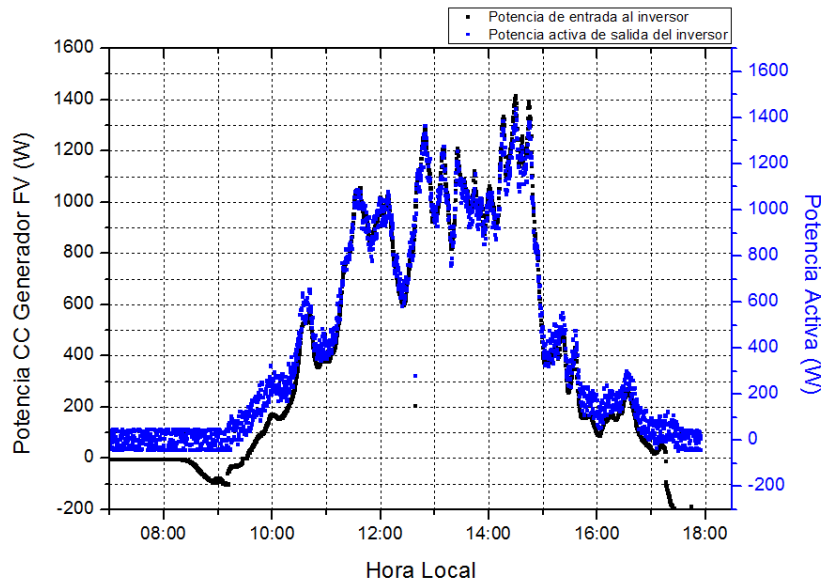


Figura 6.15 – Comparación de la Potencia de entrada, DC, y la Potencia Activa, AC, a la salida del Inversor vs Tiempo

A priori, basándose en la representación anterior, se puede afirmar que la conversión que realiza el inversor es buena.

Para conocer el valor exacto de la eficiencia del inversor, se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\eta (\%) = \frac{P_{AC}}{P_{CC}} \cdot 100$$

Ecuación 6.2 – Rendimiento Potencia Activa Total (P)

A menudo, la eficiencia de la conversión del inversor se representa en función de la potencia de salida del inversor, corriente alterna, normalizada. Haciendo uso de la ecuación mostrada a continuación se obtienen los valores de dicha potencia:

$$P_{AC} \text{ Normalizada} = \frac{P_{AC \text{ real}}}{P_{AC \text{ máxima teórica}}}$$

Ecuación 6.3 – Potencia a la salida del Inversor Normalizada

En el caso del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*”, $P_{AC \text{ máxima teórica}} = 7000 \text{ W}$.

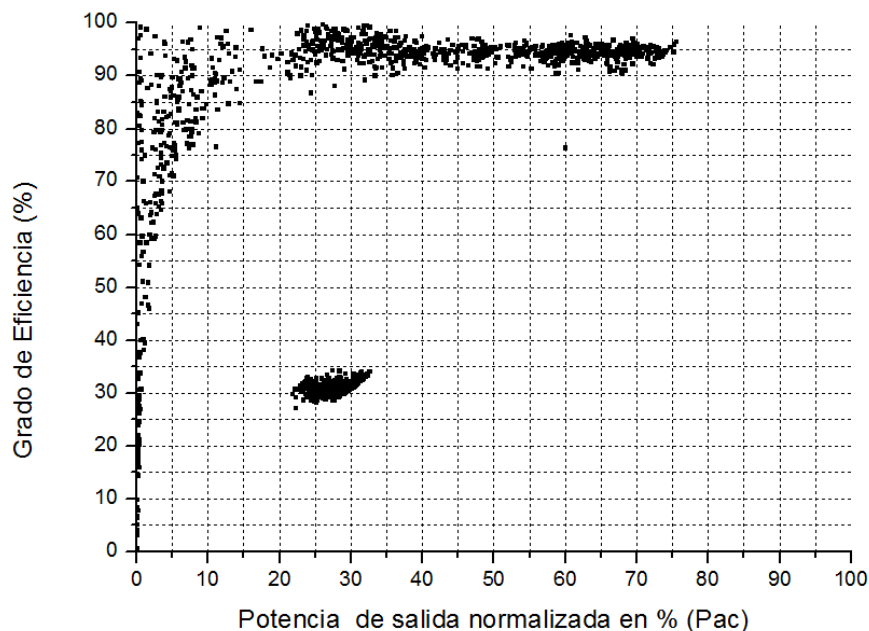


Figura 6.16 - Rendimiento del Inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*” [Día 6 Noviembre]

Como se puede observar en la representación gráfica mostrada con anterioridad del rendimiento del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*” frente a la potencia de salida normalizada, el rendimiento aumenta progresivamente desde 0 hasta llegar a estabilizarse en torno al 95% desde que la potencia de salida normalizada es del 30%.

De este modo queda comprobado que el rendimiento del inversor fotovoltaico obtenido de forma experimental prácticamente coincide con la eficiencia energética máxima teórica del inversor “*Fronius IG Plus 80 V-3*” que es del 95.9%.

6.3- Caracterización de la Generación del Campo Fotovoltaico y el Consumo del Edificio de Uso Industrial

Dentro del contenido de datos experimentales, se ha realizado una segunda tarea, la caracterización de la generación del campo fotovoltaico y del consumo del edificio de uso industrial.

La figura adjunta a continuación, muestra el esquema de la instalación real de la que se han realizado las mediciones de algunos de los parámetros más significativos, haciendo uso del vatímetro “*LMG500*”.

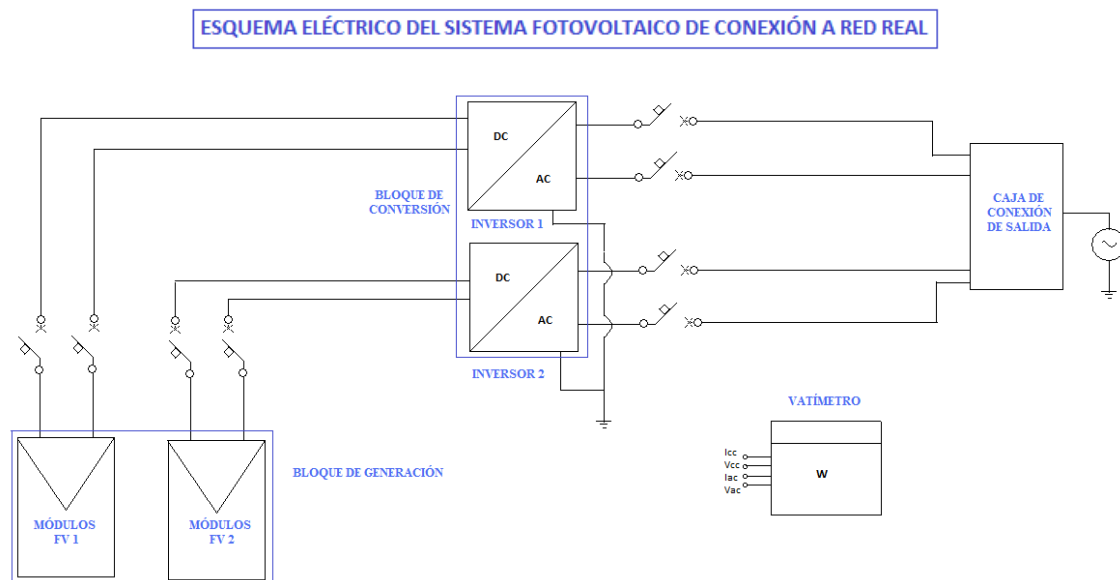


Figura 6.17 – Esquema Eléctrico del Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red Real

La instalación se encuentra conectada a la red eléctrica de distribución, por lo que en los días en los que la generación de energía eléctrica es mayor que el consumo, la energía eléctrica sobrante será entregada a la red.

Más adelante, en esta sección podrá observarse, por medio de las representaciones gráficas, lo mencionado con anterioridad acerca de la potencia inyectada a la red eléctrica de distribución.

En primer lugar, la obtención de datos se ha llevado a cabo tomando medidas durante varios días consecutivos. Se podrán apreciar diferencias comparando unos días con otros pero, donde se puedan observar variaciones mayores en los datos serán en los días 1 y 2 de Diciembre, que se corresponden con Sábado y Domingo, respectivamente.

A lo largo de estos dos días, la actividad en el edificio industrial difiere del resto de días de la semana en los que se han seguido haciendo mediciones.

El objetivo principal de la tarea realizada en este apartado es poder conocer qué cantidad de la potencia demandada por la utilización del edificio queda cubierta con la potencia generada por el sistema solar fotovoltaico instalado en dicho edificio.

Para poder comprobarlo, se han realizado representaciones gráficas de la generación y el consumo frente al tiempo de los distintos días analizados. Se ha considerado que los parámetros que mejor lo explican y con los que se puede apreciar con mayor claridad son:

- *Potencia Activa Generada y Consumida.*
- *Potencia Reactiva Generada y Consumida.*
- *Potencia Aparente Generada y Consumida.*

Como se podrá comprobar a lo largo del apartado, las mayores diferencias del consumo serán dependientes de si el día analizado se localiza entre el Lunes y el Viernes o si se trata de un día de Sábado o Domingo.

Sin embargo, la generación de potencia por medio del sistema solar fotovoltaico con el que cuenta el edificio industrial no depende del día de la semana analizado. Sus variaciones son debidas a la incidencia de la radiación solar sobre los módulos fotovoltaicos.

Haciendo uso del vatímetro “LMG500”, se han recogido los datos referentes a la potencia generada por el sistema fotovoltaico y los datos de potencia consumida de la red de distribución. Para conocer el consumo de potencia total del edificio se ha operado con los datos obtenidos directamente en la toma de medidas.

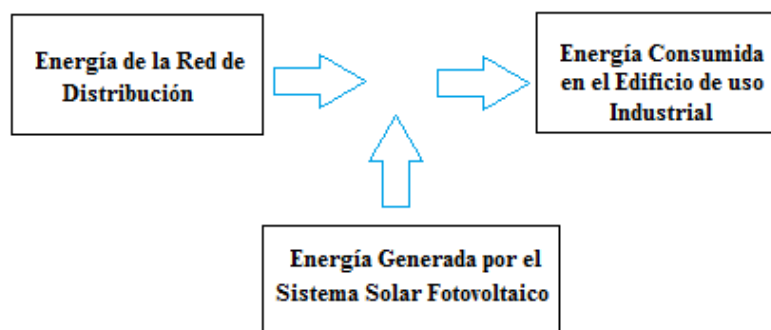


Figura 6.18 – Esquema de la Energía Generada y Consumida por el Edificio de uso Industrial



$$\text{Consumo} = \text{Red de Distribución} + \text{Generación}$$

Ecuación 6.4 – Cálculo del Consumo del Edificio de uso Industrial

El primer parámetro analizado es la *Potencia Activa Generada* por el Sistema Solar Fotovoltaico y la *Consumida* por el Edificio de uso Industrial.

Basándose en las representaciones gráficas adjuntas a continuación, se puede observar que alrededor de las 8:30 horas de cada día, el sistema solar fotovoltaico comienza a generar potencia, alcanzando sus máximos valores a las 14:30 horas, aproximadamente. Como durante los meses de Noviembre y Diciembre anochece, en torno a las 18:00 horas el sistema deja de generar potencia.

En el punto donde la potencia activa generada es máxima, dicha potencia toma un valor inferior, pero muy próximo a 8 kW, llegándose a superar en algunos casos como los días 29 de Noviembre y 1, 2 y 8 de Diciembre. Llama la atención los valores tan bajos que alcanza la potencia generada durante el día 7 de Diciembre, siendo la potencia generada máxima igual a 2.4 kW. Esto es debido a que durante este día, la irradiación solar fue muy pequeña con respecto al resto de los días por tratarse de un día muy nublado.

En relación a la potencia consumida por el edificio industrial, se observa que en el edificio existe un consumo constante de entre 5 kW y 10 kW durante el periodo comprendido, aproximadamente, entre las 19:00 horas y las 8:00 horas del día siguiente.

Durante los días 29 de Noviembre, 7 y 11 de Diciembre, este consumo aumenta hasta alcanzar valores entre 30 kW y 40 kW, en el periodo transcurrido desde las 8:00 horas de la mañana de ese día hasta las 19:00 horas de ese mismo día. El aumento elevado en el consumo se debe a que, durante esas horas, por tratarse de días laborales, en el edificio se está haciendo uso de un gran número de equipos cuyo funcionamiento requiere cierto consumo, como por ejemplo la climatización o la iluminación, entre otros.

Cabe destacar el hecho de que el consumo no sea constante durante la jornada laboral, siendo mayor su valor durante las primeras horas de la mañana. Esto puede deberse a que, al poner en marcha los equipos, la potencia que se requiere es mayor durante el arranque para su funcionamiento. Además, puede ocurrir que el número de equipos cuyo funcionamiento sea requerido sea mayor durante esas primeras horas del día, como por ejemplo la climatización. Hasta que el edificio alcance una temperatura adecuada los equipos para climatización estarán funcionando.

Una vez que se logre alcanzar la temperatura deseada, o bien los equipos se apagan o realizan la función de mantener dicha temperatura, lo cual implica un consumo menor.

Durante los días 1, 2 y 8 de Diciembre, por tratarse de días de fin de semana en los que la mayoría de los equipos para la realización de los trabajos no están funcionando, el consumo permanece constante a lo largo del día, tomando valores entre 5 kW y 10 kW.

El hecho de que exista un consumo mínimo constante durante todos los días analizados, aunque en el edificio no se estén realizando labores de trabajo, se debe a que algunos de los equipos deben estar alimentados y en funcionamiento durante todo el día. En el momento en el que comienzan a trabajar equipos adicionales, el consumo toma valores superiores.

Las gráficas adjuntas a continuación muestran lo mencionado con anterioridad. Además, junto a algunas de las gráficas se aclaran aspectos relativos a la representación de la potencia generada por el sistema fotovoltaico y consumida por el edificio industrial.

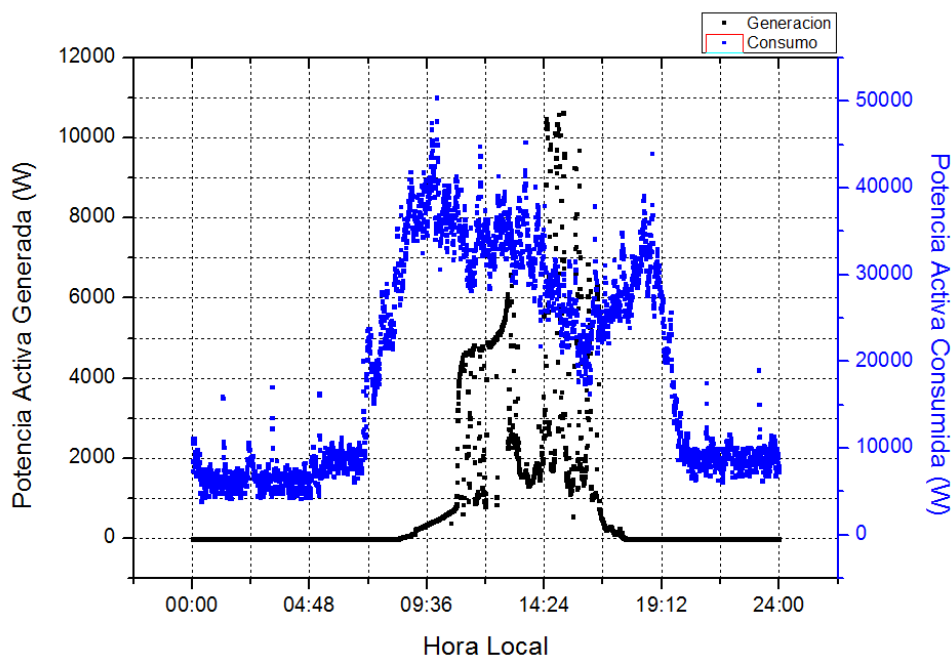


Figura 6.19 – Día 29 Noviembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

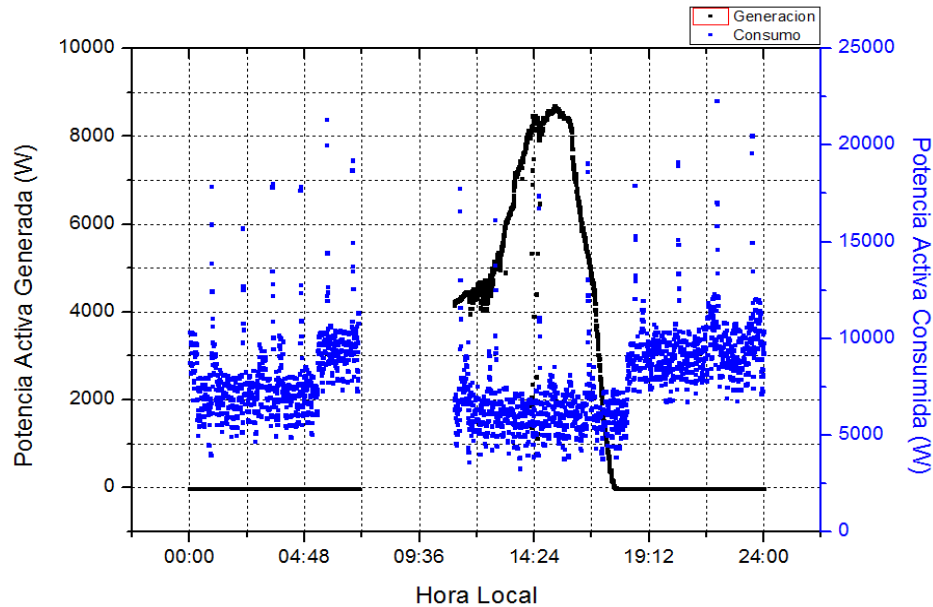


Figura 6.20 - Día 1 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

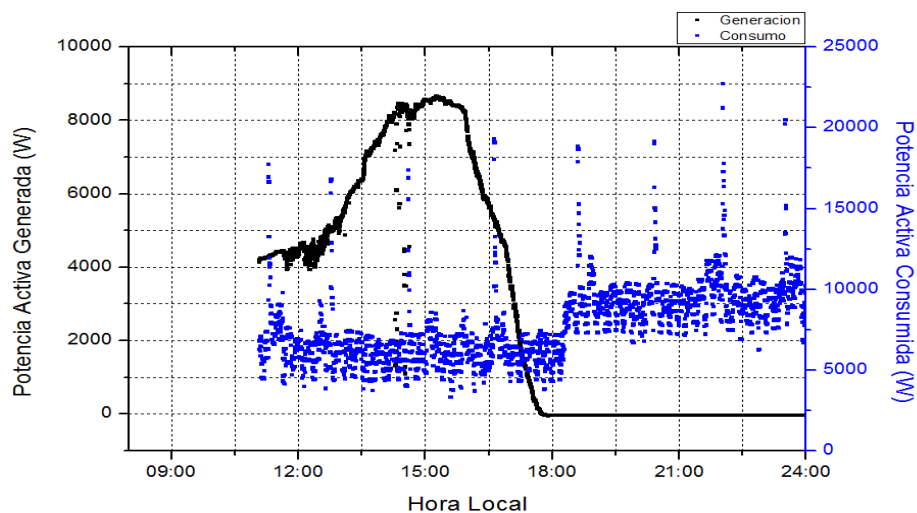


Figura 6.21 – Día 1 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

El día 1 de Diciembre presenta un corte en las horas de generación y consumo, cuya representación comienza alrededor de las 10:00 horas. Se debe a un corte en la toma de medidas entre los días 30 de Noviembre y 1 de Diciembre, donde se reanuda la obtención de datos a dicha hora. Por este motivo, no existen datos reflejados en la representación gráfica anteriores a las 10:00 horas.

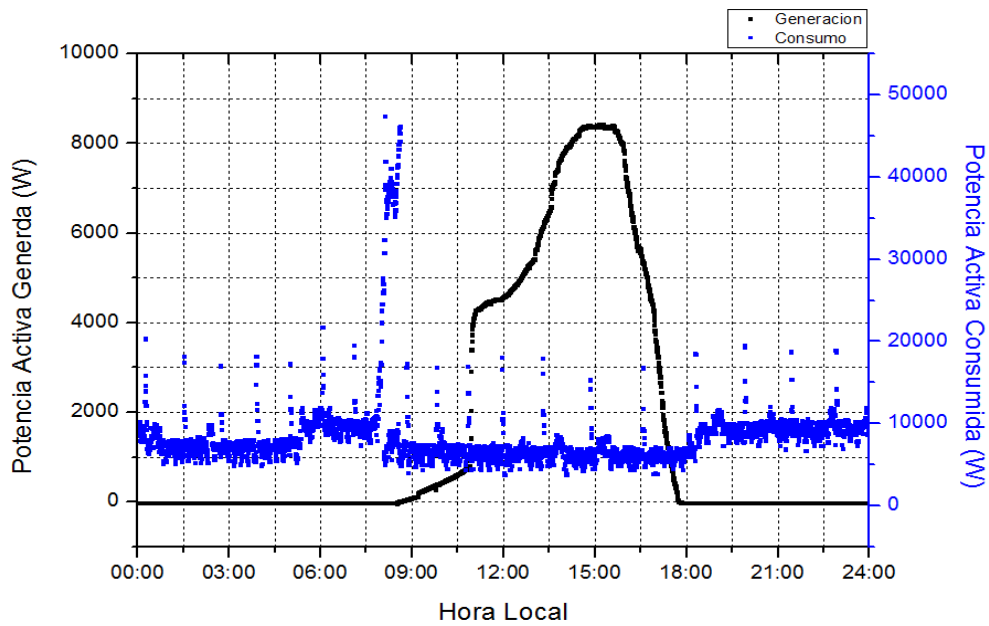


Figura 6.22 – Día 2 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

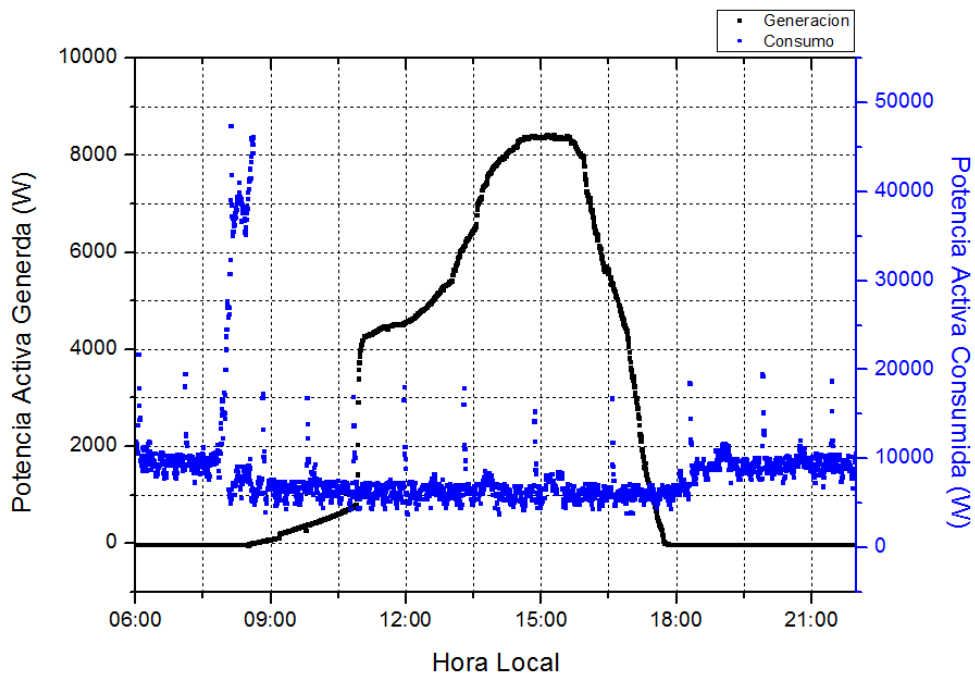


Figura 6.23 - Día 2 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

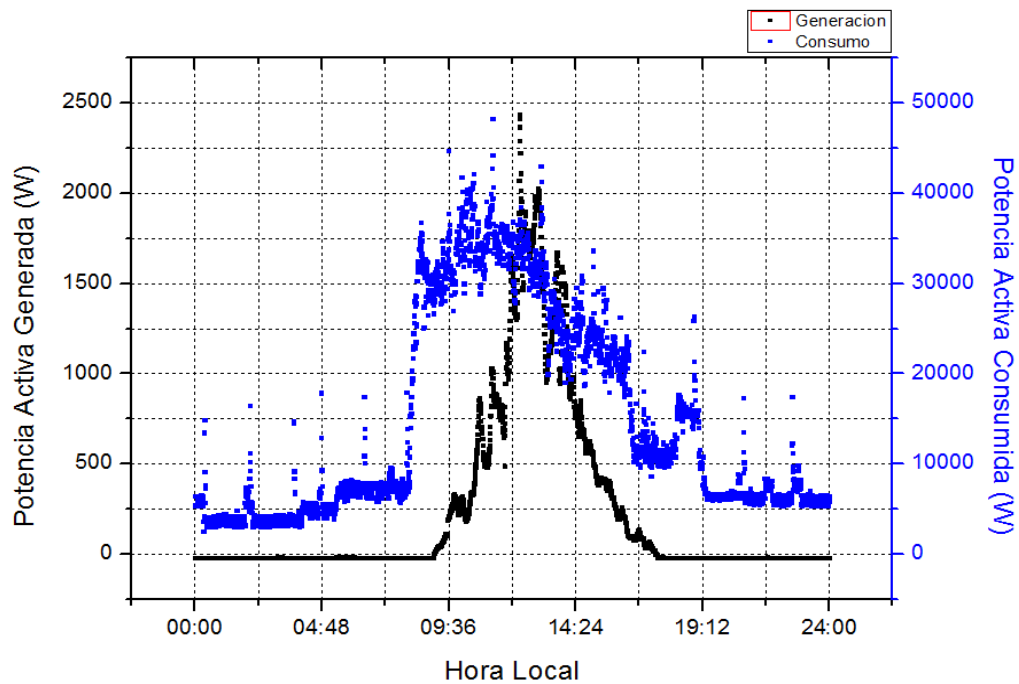


Figura 6.24 – Día 7 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

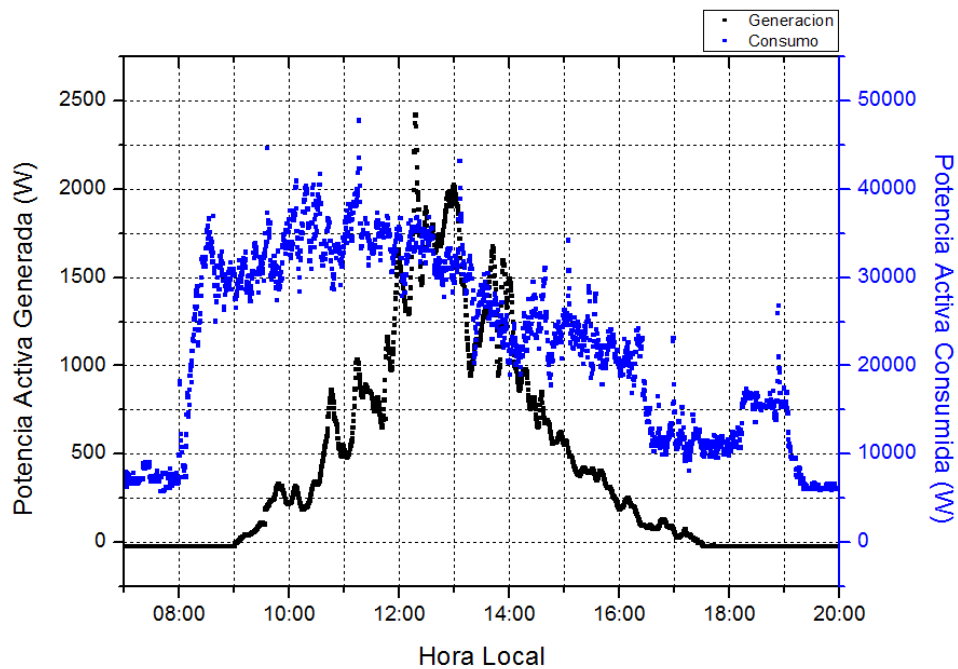


Figura 6.25 - Día 7 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

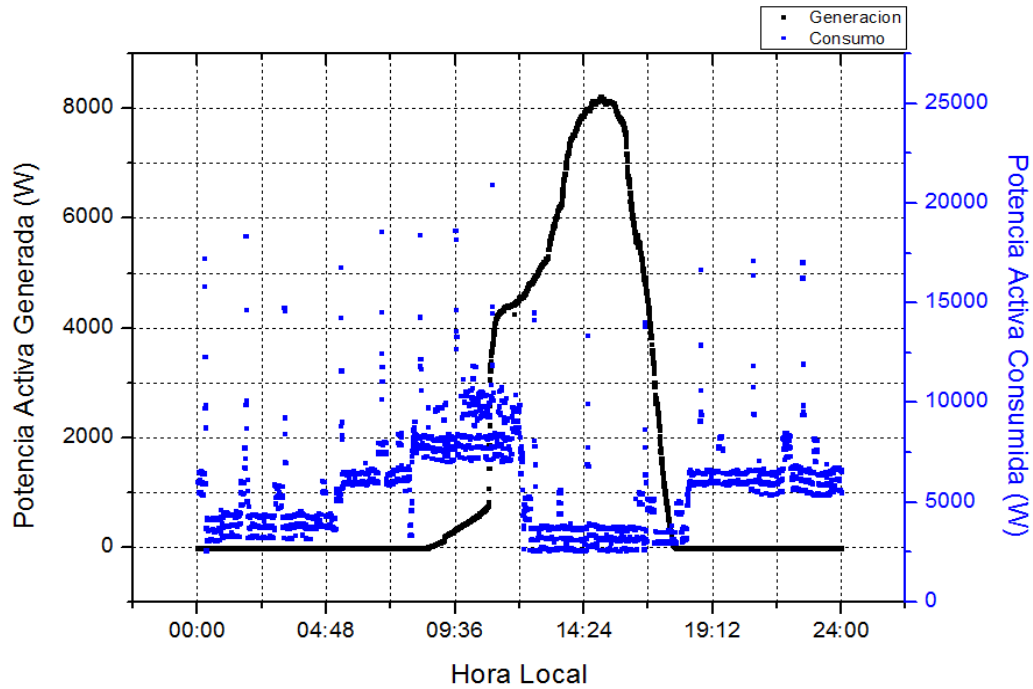


Figura 6.26 – Día 8 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

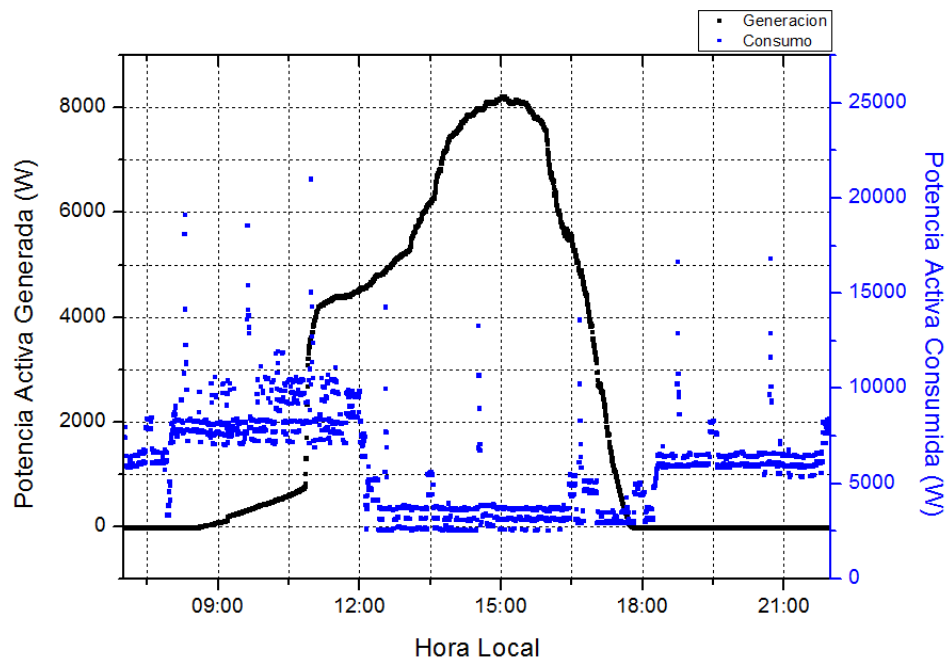


Figura 6.27 - Día 8 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

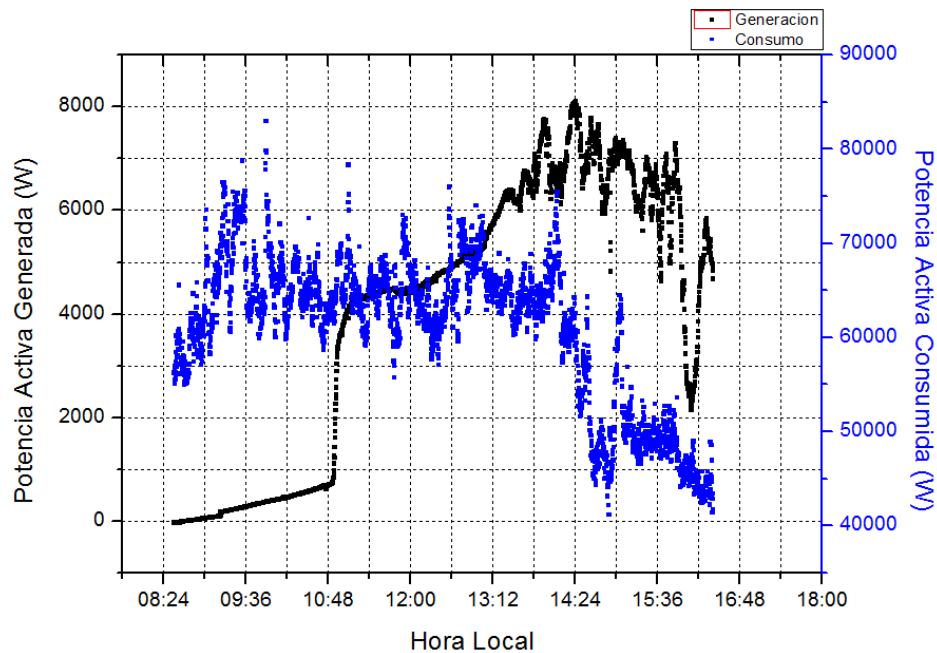


Figura 6.28 – Día 11 Diciembre: Potencia Activa Generada y Consumida vs Tiempo

En la representación mostrada con anterioridad del día 11 de Diciembre, se aprecia que las medidas se cortan en torno a las 16:30 horas. Se debe a que en ese momento, se desconectó el equipo empleado para la obtención de datos y se dio por finalizado el trabajo de recogida de información experimental para su posterior análisis gráfico.

Existe otro aspecto relevante en relación a la potencia activa generada por el sistema solar fotovoltaico y consumida por el edificio de uso industrial. Si la potencia consumida por el edificio es mayor que la generada, dicha potencia generada será consumida en su totalidad y, además, será necesaria la contribución de la potencia recibida de la red de distribución para cubrir todas las necesidades de consumo energético. Pero si la potencia generada es mayor que la consumida, la diferencia en la potencia será inyectada a la red de distribución.

En días laborales como son el 29 de Noviembre y el 7 y 11 de Diciembre, el consumo total en el edificio es elevado respecto a la generación del sistema solar fotovoltaico, por lo que toda la potencia generada será consumida y no se producirá la inyección en la red de distribución.

En los días 1, 2 y 8 de Diciembre, por ser días de fin de semana, en los que los equipos para la realización de trabajos no están funcionando, ocurre que en ciertos periodos, donde la generación alcanza valores en torno a la potencia máxima generada por el sistema fotovoltaico, el consumo del edificio puede ser cubierto por dicha potencia generada y, además se produce potencia sobrante que se inyecta a la red de distribución.

En las gráficas que se muestran a continuación, se representa el valor de la potencia activa que el edificio consume de la red de distribución en cada instante de tiempo.

Durante los días 29 de Noviembre, 7 y 11 de Diciembre, los valores de la potencia activa procedente de la red de distribución son positivos a lo largo de todo el periodo de tiempo. Sin embargo, en los días 1,2 y 8 de Diciembre, como se inyecta a la red parte de la potencia generada por el sistema fotovoltaico, aparecen valores negativos que coinciden con los periodos de tiempo donde la generación alcanza valores elevados, próximos al máximo.

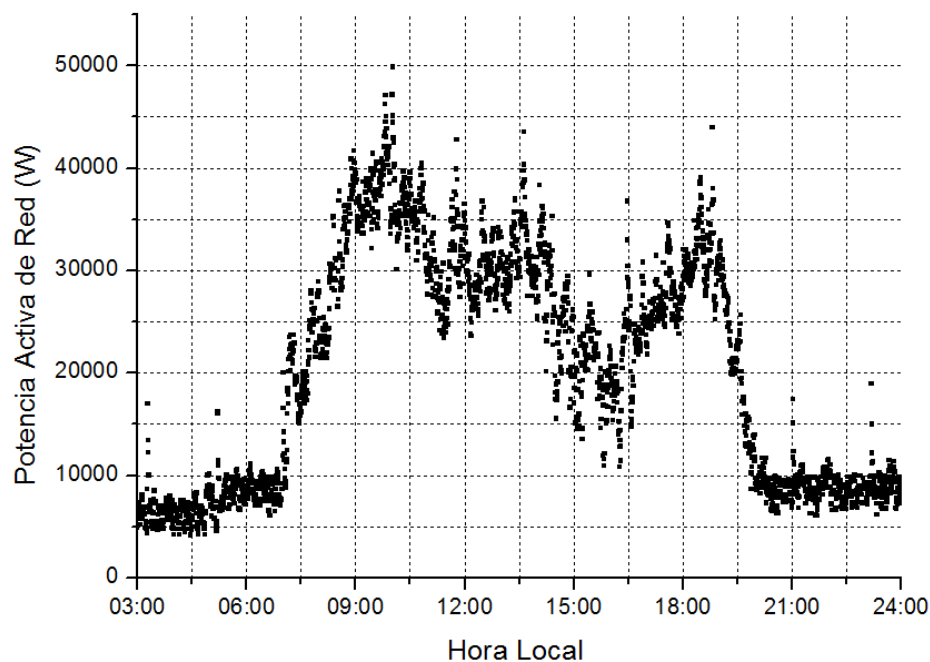


Figura 6.29 – Día 29 Noviembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

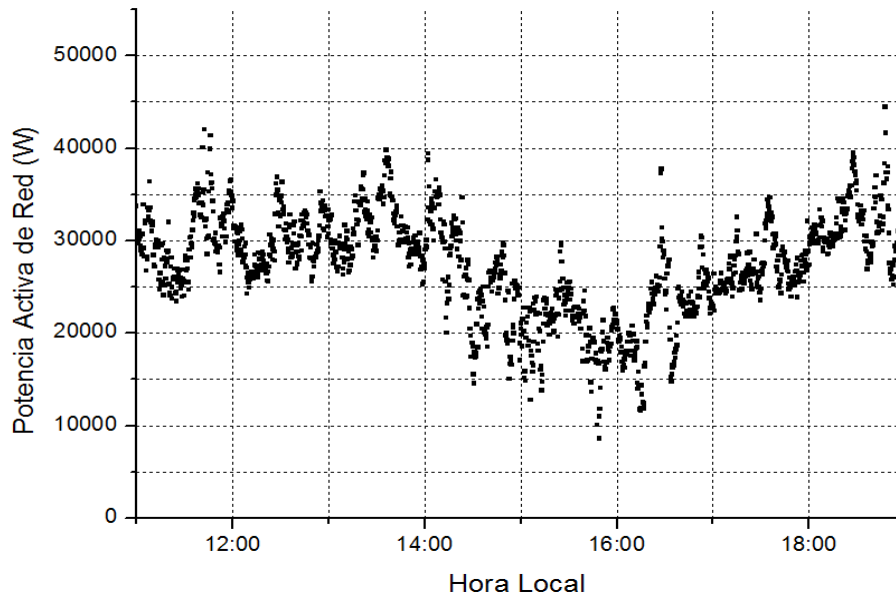


Figura 6.30 - Día 29 Noviembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

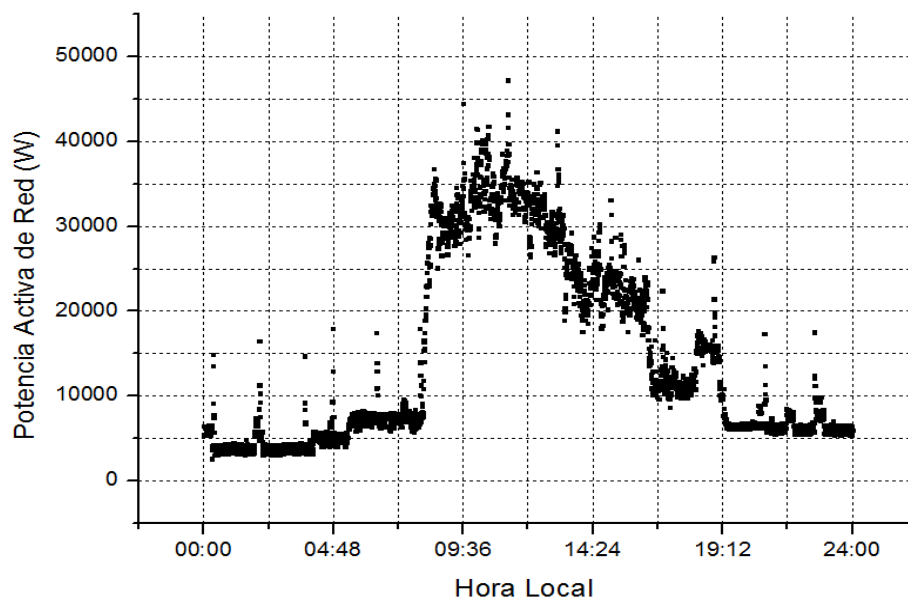


Figura 6.31 - Día 7 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

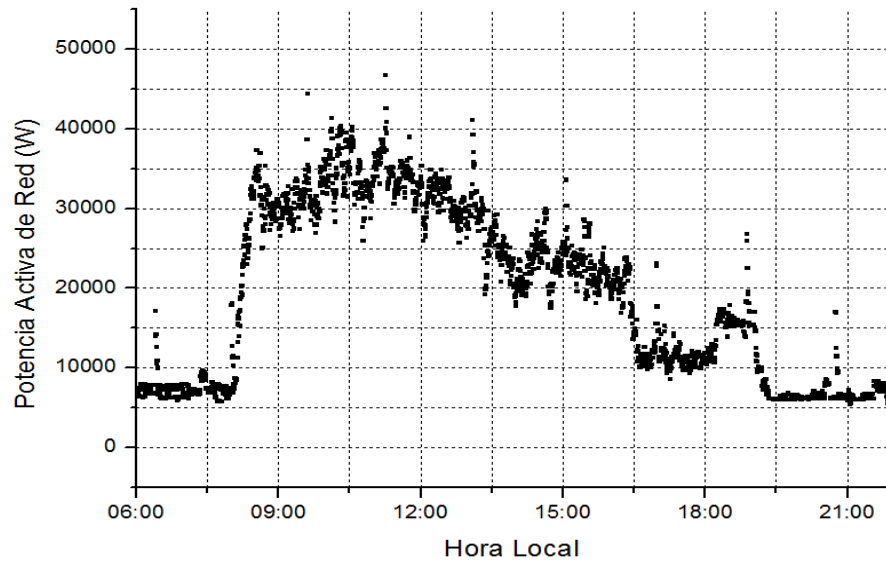


Figura 6.32 - Día 7 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

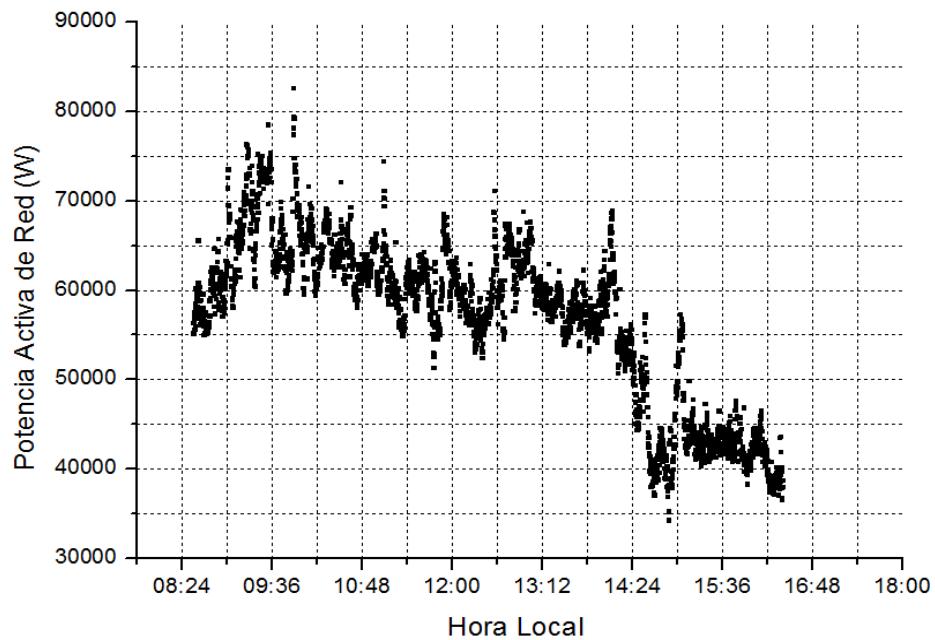


Figura 6.33 - Día 11 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

Las gráficas anteriores muestran que, a lo largo del día la red de distribución entrega una cantidad de potencia para el consumo de los equipos del edificio. Durante las horas en las que en el edificio no se están realizando labores de trabajo, el consumo oscila entre 5 kW y 10 kW, aumentando hasta los 30 kW y 40 kW durante, aproximadamente, desde las 8:00 horas hasta las 17:00 horas. A partir de las 17:00 horas el consumo requerido por el edificio es menor, por lo que la potencia activa procedente de la red disminuye progresivamente.

Existe un periodo de tiempo comprendido entre las 13:00 horas y las 15:30 horas, donde la potencia procedente de la red de distribución disminuye progresivamente hasta valores de, aproximadamente, 20 kW. Esta disminución se corresponde, en periodo de tiempo y valor, con la cantidad de potencia generada por el sistema fotovoltaico, que es consumida en su totalidad por los equipos en funcionamiento del edificio.

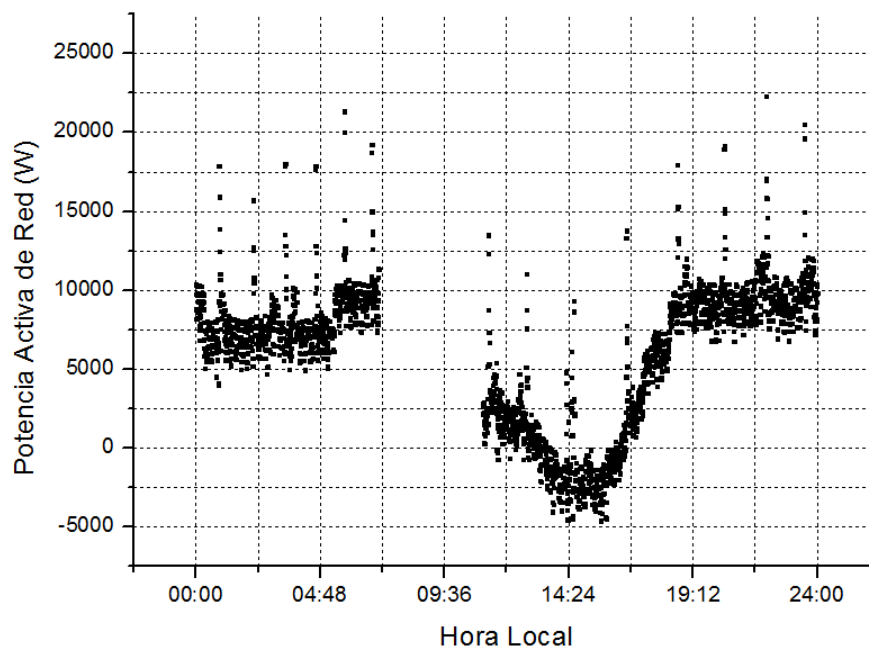


Figura 6.34 - Día 1 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

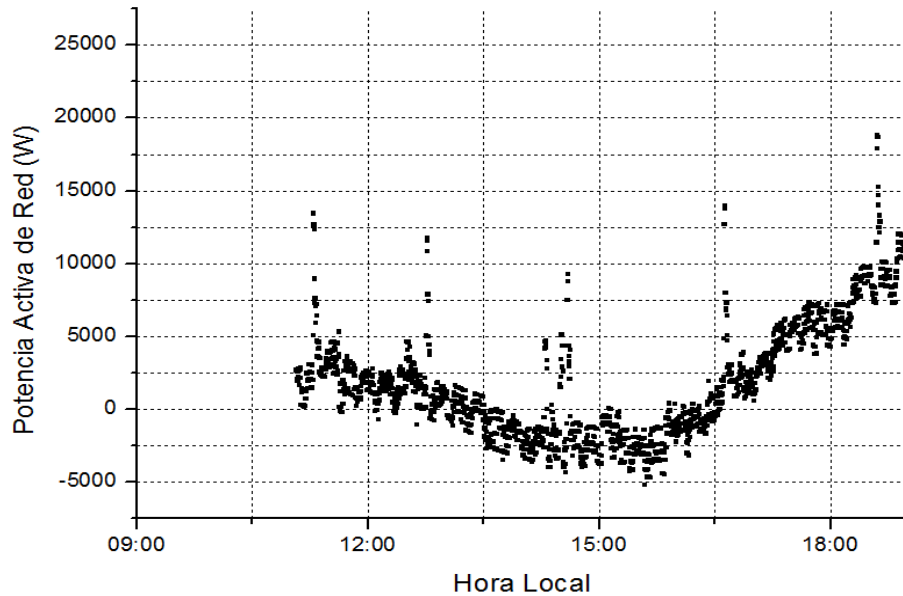


Figura 6.35 - Día 1 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

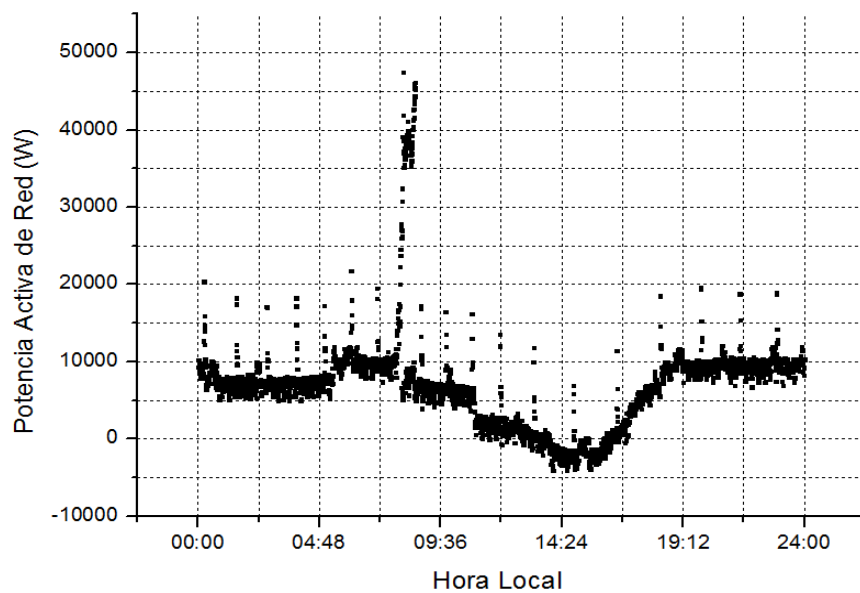


Figura 6.36 - Día 2 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

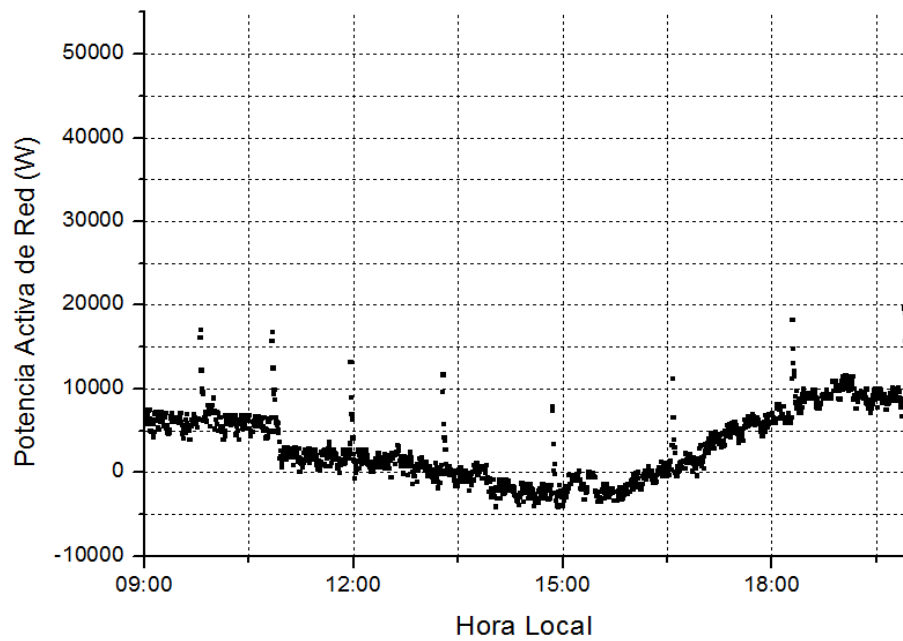


Figura 6.37 - Día 2 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

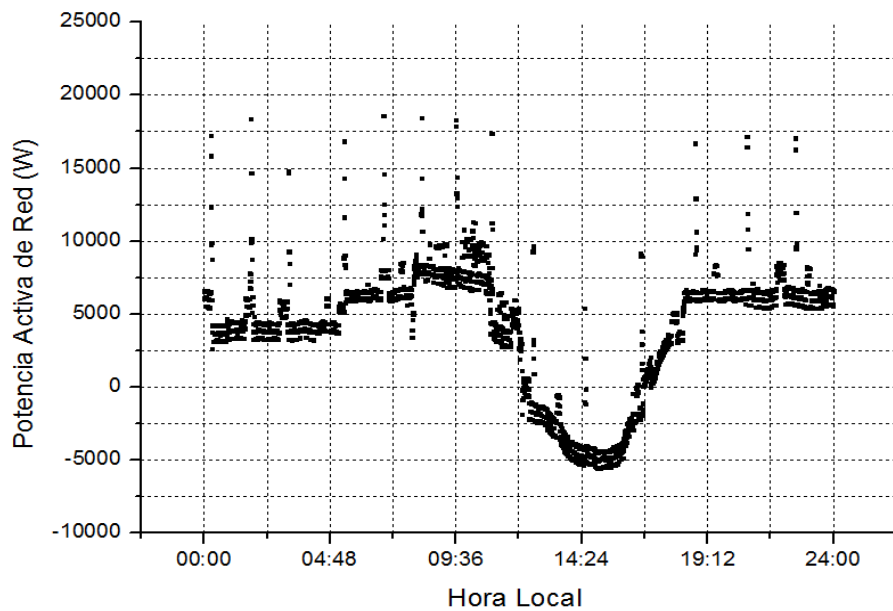


Figura 6.38 - Día 8 Diciembre: Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

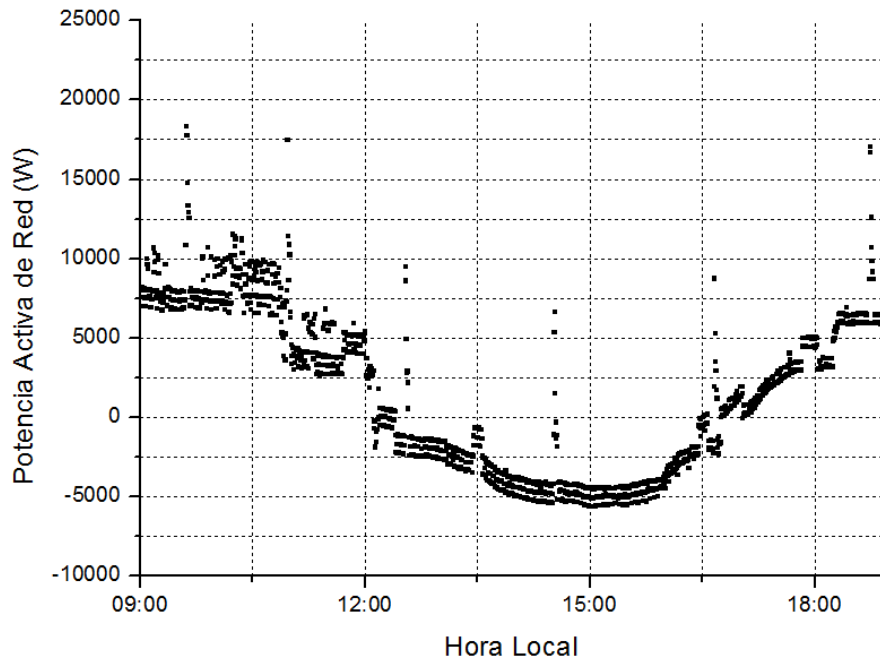


Figura 6.39 - Día 8 Diciembre: Detalle de la Potencia Activa procedente de la Red de Distribución vs Tiempo

Observando las representaciones gráficas localizadas en la parte superior, donde se refleja la potencia activa necesaria para cubrir el consumo del edificio, a lo largo del día la red de distribución entrega una cantidad de potencia para el consumo de los equipos del edificio. Durante las horas en las que en el edificio no se están realizando labores de trabajo, el consumo oscila entre 5 kW y 10 kW.

Como los días 1, 2 y 8 de Diciembre pertenecen a días de fin de semana, en los que no se realizan labores de trabajo y no se necesita gran número de equipos en funcionamiento, el consumo es constante a lo largo del día, oscilando entre 5 kW y 10 kW.

En el periodo temporal comprendido entre las 10:30 horas y las 18:00 horas, aproximadamente, la potencia activa requerida por la red disminuye, llegando a alcanzar valores negativos. Los valores negativos indican que la potencia activa de la red no está siendo requerida para cubrir el consumo del edificio, si no que se está inyectada. Esto es debido a que, durante ese periodo de tiempo, el sistema solar fotovoltaico está generando potencia suficiente para cubrir las necesidades de consumo del edificio y, además se produce mayor cantidad, que es entregada a la red de distribución.

Además del análisis llevado a cabo de la potencia activa generada por la instalación fotovoltaica y consumida por los equipos del edificio, también se han estudiado otros parámetros, como son la potencia reactiva, Q (Var), y la potencia aparente, S (VA).

Para comprobar las diferencias que se puedan apreciar entre los distintos días, se ha seleccionado un día laboral, 7 de Diciembre, y dos de fin de semana, 2 y 8 de Diciembre.

La potencia reactiva generada por la instalación fotovoltaica y consumida por los equipos del edificio en los días 7 y 2 de Diciembre se muestra a continuación:

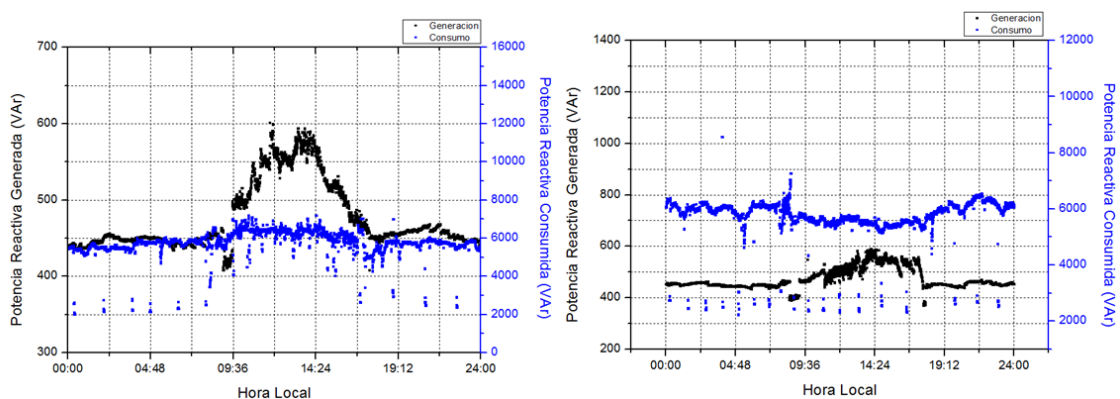


Figura 6.40 – Potencia Reactiva, Q , Generada y Consumida vs Tiempo (a) Viernes 7 Diciembre (b) Domingo 2 Diciembre

Comenzando con el análisis del día 7 de Diciembre, se observa que, en las horas en las que la instalación no está generando potencia activa, existe una potencia reactiva cuyo valor oscila entre 430 VAR y 470 VAR. En el instante de tiempo en el que la instalación comienza a generar potencia activa, la potencia reactiva aumenta progresivamente su valor hasta alcanzar, aproximadamente, 600 VAR, en el instante de tiempo en el que el sistema fotovoltaico está generando su máxima potencia activa. A partir de las 14:25 horas, la potencia reactiva disminuye progresivamente hasta estabilizarse en el rango comprendido entre 430 VAR y 470 VAR.



Durante el día 2 de Diciembre, se observa que, en las horas en las que la instalación no está generando potencia activa, existe una potencia reactiva cuyo valor oscila entre 430 VAr y 480 VAr. Al igual que ocurre en el día 7, en el instante de tiempo en el que la instalación comienza a generar potencia activa, la potencia reactiva aumenta progresivamente su valor hasta alcanzar, aproximadamente, 600 VAr, en el instante de tiempo en el que el sistema fotovoltaico está generando su máxima potencia activa. A partir de las 17:30 horas, la potencia reactiva disminuye progresivamente hasta estabilizarse en el rango comprendido entre 430 VAr y 470 VAr.

En lo relativo al consumo del edificio, el día 7 de Diciembre, durante las horas en las que el consumo es menor, la potencia reactiva oscila en torno a 5000 VAr y 5500 VAr. Durante el periodo comprendido entre las 9:00 horas y las 17:30 horas, aproximadamente, en el que en el edificio se están realizando trabajos y hay un mayor número de equipos funcionando, la potencia reactiva consumida aumenta hasta alcanzar 6500 VAr.

En el consumo de potencia reactiva durante el día 2 de Diciembre se observan variaciones respecto a lo mencionado anteriormente del día 7 de Diciembre, ya que al ser un día de fin de semana, los equipos destinados a la realización de tareas laborales no están en funcionamiento, por lo que el consumo a lo largo del día se mantiene constante, estando el rango de potencia reactiva consumida comprendido entre 5500 VAr y 6500 VAr. Al principio de este apartado se hace mención de esta situación.

Para el análisis de la potencia aparente generada por la instalación fotovoltaica y consumida por los equipos integrados en el edificio de uso industrial, se ha incluido la figura 6.41, en la que se hace distinción entre un día laboral, 7 de Diciembre, y un día de fin de semana, 8 de Diciembre, en el que las diferencias, especialmente en la magnitud del consumo de los equipos, son visibles.

La potencia aparente generada por la instalación fotovoltaica y consumida por los equipos del edificio en los días 7 y 8 de Diciembre se muestra a continuación:

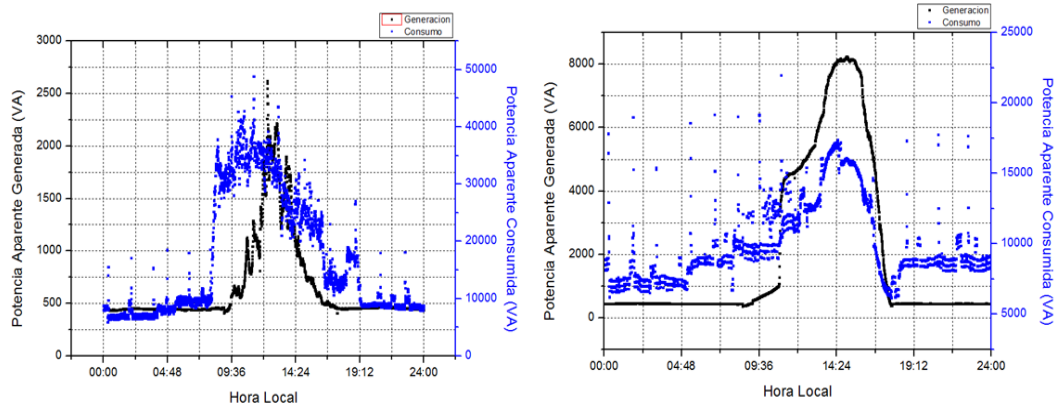


Figura 6.41 – Potencia Aparente, S , Generada y Consumida vs Tiempo (a) Viernes 7 Diciembre (b) Sábado 8 Diciembre

La representación gráfica de la potencia aparente de un día, coincide en forma, aunque no en valor, con la gráfica de potencia activa de ese mismo día.

Basándose en las figuras adjuntas anteriores, se puede observar que alrededor de las 8:30 horas de cada día, el sistema solar fotovoltaico comienza a generar potencia aparente, alcanzando sus máximos valores a las 14:30 horas, aproximadamente. Como durante los meses de Noviembre y Diciembre anochece, en torno a las 18:00 horas el sistema deja de generar potencia aparente.

En el punto donde la potencia aparente generada es máxima, dicha potencia toma un valor próximo a 2250 VA el día 7 de Diciembre y, el día 8 de Diciembre alcanza un valor próximo a 8 VA. Llama la atención los valores tan bajos que alcanza la potencia generada durante el día 7 de Diciembre. Esto es debido a que durante este día, la irradiación solar fue muy pequeña con respecto al resto de los días por tratarse de un día muy nublado.

En relación a la potencia aparente consumida por el edificio industrial, se observa que en el edificio existe un consumo constante de entre 5000 VA y 10000 VA durante el periodo comprendido, aproximadamente, entre las 19:00 horas y las 8:00 horas del día siguiente.

Durante el día 7 de Diciembre, este consumo aumenta hasta alcanzar valores entre 30000 VA y 40000 VA, en el periodo transcurrido desde las 8:00 horas de la mañana de ese día hasta las 19:00 horas de ese mismo día.

El aumento elevado en el consumo se debe a que, durante esas horas, por tratarse de días laborales, en el edificio se está haciendo uso de un gran número de equipos cuyo funcionamiento requiere cierto consumo, como por ejemplo la climatización o la iluminación, entre otros.

Durante el día 8 de Diciembre, por tratarse de día de fin de semana en el que la mayoría de los equipos para la realización de los trabajos no están funcionando, el consumo permanece constante a lo largo del día, hasta que, en el periodo comprendido entre las 10:30 horas y las 14:30 horas, aproximadamente, aumenta hasta alcanzar 17000 VA.

El hecho de que exista un consumo mínimo constante durante todos los días analizados, aunque en el edificio no se estén realizando labores de trabajo, se debe a que algunos de los equipos deben estar alimentados y en funcionamiento durante todo el día. En el momento en el que comienzan a trabajar equipos adicionales, el consumo toma valores superiores.

En las figuras 6.42, 6.43 y 6.44 se representa la potencia activa que es inyectada a la red de distribución, tras cubrir las necesidades de potencia del edificio con la potencia generada por el sistema solar fotovoltaico. Por lo tanto, el periodo de tiempo en el que se entrega potencia a la red coincide con el momento temporal en el que la generación es mayor.

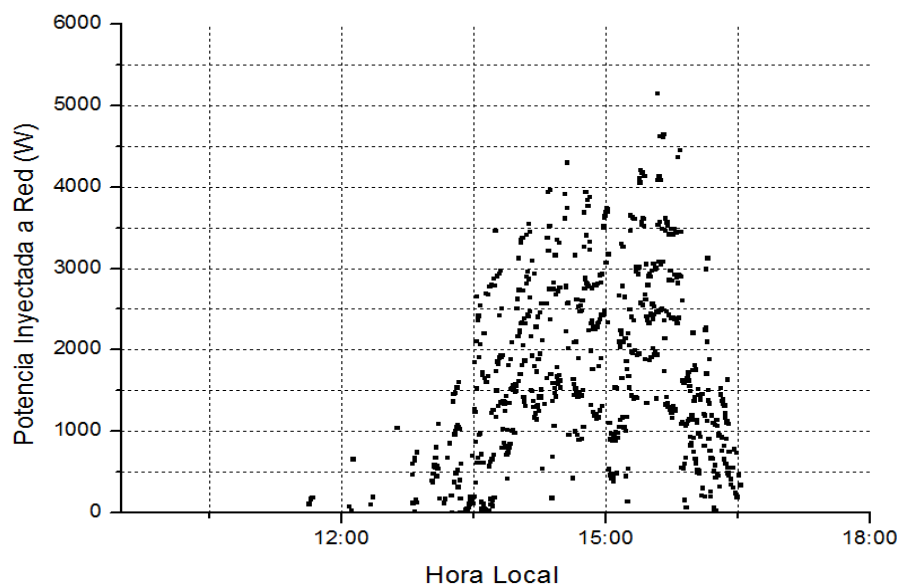


Figura 6.42 – Día 1 Diciembre: Potencia Activa Inyectada a la Red de Distribución vs Tiempo

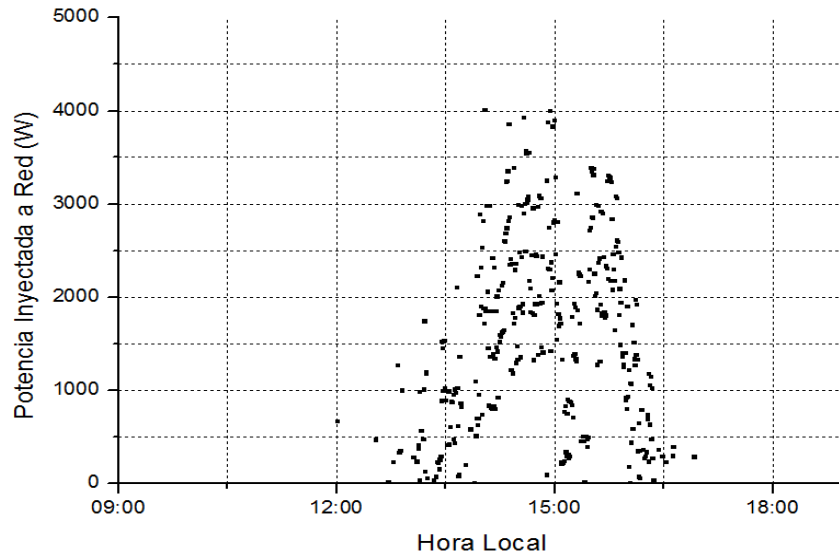


Figura 6.43 - Día 2 Diciembre: Potencia Activa Inyectada a la Red de Distribución vs Tiempo

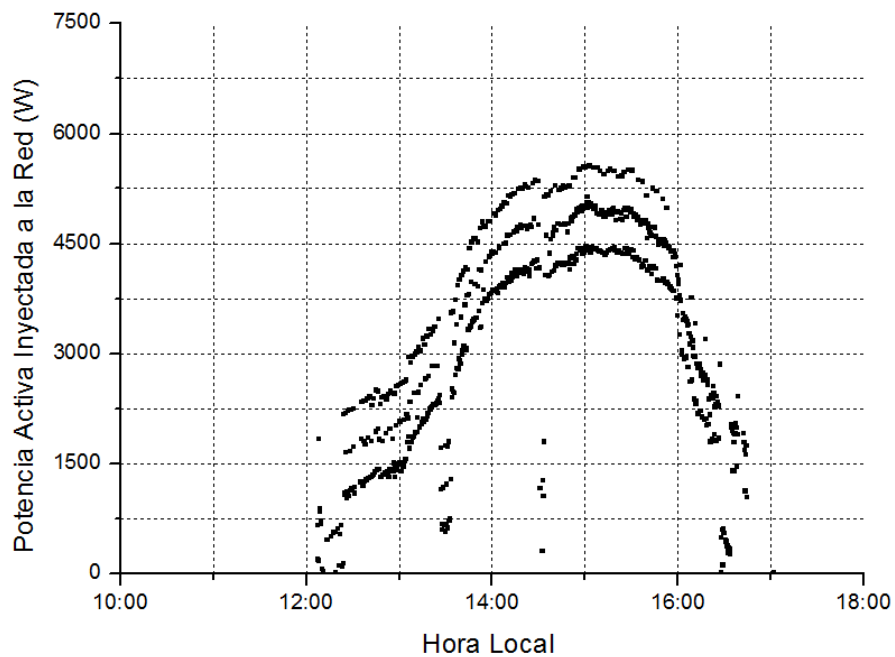


Figura 6.44 - Día 8 Diciembre: Potencia Activa Inyectada a la Red de Distribución vs Tiempo

Para conocer el valor de la energía entregada a la red de distribución en cada momento, basta con resolver la siguiente ecuación:



$$\text{Red de Distribución} = \text{Generación} - \text{Consumo}$$

Ecuación 6.5 – Cálculo de la Energía Entregada a la Red

En el caso particular considerado en este apartado de la memoria, no ha sido necesario realizar el cálculo, puesto que los datos de energía procedente de la red se obtuvieron directamente haciendo uso del vatímetro “LMG500”.

PRESUPUESTO



CAPÍTULO 7

PRESUPUESTO

El capítulo 7 de la memoria contiene la información del precio de los equipos y sistemas necesarios empleados en la realización de la toma de medidas y el análisis de los datos obtenidos para la caracterización del inversor “Fronius IG Plus 80 V-3” y la caracterización de la generación fotovoltaica y el consumo de un edificio de uso industrial. El presupuesto elaborado se muestra a continuación:

CÓDIGO	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	PRECIO TOTAL
1		EQUIPOS Y SISTEMAS			
1.01		Instrumentación			
1.01.01	ud	VATIMETRO TRIFASICO DE PRECISION (LMG 500): Precisión básica 0.03%; Ancho de banda CC-10MHz; Rangos 1-1000V, 20mA-32A; Pinzas y shunts en sistema modular con hasta 8 canales de potencia; Armónicos y flicker según norma; Entradas salidas analógicas y digitales para medidas de par, rpm, temperatura, irradiancia.	1	2.361,00 €	2.361,00 €
1.01.02	ud	ABRAZADERA DE CORRIENTE AC 1000A/1A (LMG-Z322): Corriente nominal de entrada: 1000A; Relación de transformación: 1000:1; Rango de medida: 1200A; Ancho de banda: 30HZ a 10kHz; Protección: 600V/CAT III; Rango de temperatura: -10°C +50°C; Longitud: 200mm.	6	56,40 €	338,40 €
1.01.03	ud	CABLE PINZAS DE COCODRILO: Longitud del cable: 500mm; Pinzas cocodrilo aisladas; Color: negro y rojo; Clasificación de seguridad: CAT III a 1000 V, CAT IV a 600 V.	12	0,49 €	5,96 €
1.01.04	ud	SAFETY LABORATORY LEADS (LMG-Z307/308): Rango de corriente: 32A; Protecciones: 1000V/CAT III; Rango de temperatura: -10°C +80°C; Longitud: LMG-Z307:250mm, LMG-Z307: 1250mm.	8	3,73 €	29,87 €
1.01.05	ud	ASUS Eee PC 1225B: Disco duro 320 GB; Windows 7 Home Premium 64-bit; 1,4 kg, Batería: Ion de litio 7 horas, 29,6 cm x 20 cm x 3,5 cm	1	321,00 €	321 €
1.01.06	ud	ADAPTADOR USB-RS232 (LMG-Z316): Empleado para la comunicación del vatímetro LMG y un ordenador con puerto USB a través de una simulación de puerto virtual COM.	1	11,16 €	11,16 €
SUBTOTAL					3.067,39 €



CÓDIGO	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	PRECIO TOTAL
1.02		<u>Software</u>			
1.02.01	ud	<p>LMG-CONTROL: Permite la configuración del equipo y la visualización, el análisis y el registro de los valores de medición; Visualización en tiempo real de los valores de configuración y medición; Transferencia de hasta 3000 valores de medición por segundo; Marcas de tiempo con una resolución de 1ms; Versátil análisis de los valores de muestreo; Exportación de los valores de medición a otras aplicaciones.</p>	1	0,00 €	0 €
1.02.02	ud	<p>OriginPro 8.0: Hoja de cálculo, capaz de almacenar y analizar millones de datos; Permite realizar operaciones con las diferentes columnas, combinarlas, importar y exportar datos, realizar análisis estadísticos, gráficos (gráficas de barras, de secciones, logarítmicas, en dos y tres dimensiones para uno o varios parámetros, entre otras opciones). Opción de particularizar el estudio a una zona determinada en la que pueda apreciarse, con mayor precisión, alguna peculiaridad de los parámetros representados.</p>	1	633,43 €	633,43 €
SUBTOTAL					633,43 €
TOTAL DEL PRESUPUESTO				3.700,82 €	

EL PRESUPUESTO TOTAL ASCIENDE A:

TRES MIL SETECIENTOS CON OCHENTA Y DOS EUROS

CONCLUSIONES



CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES

La realización del presente Trabajo Fin de Grado ha contribuido a afianzar y ampliar algunos de los conceptos aprendidos a lo largo de la carrera sobre sistemas fotovoltaicos de conexión a red y sus elementos y, en especial, acerca de los inversores empleados en este tipo de instalaciones.

El estudio llevado a cabo se centra en el conocimiento de los inversores de conexión a red real, su funcionamiento y comportamiento. Esto ha sido posible gracias a la recogida de datos previa, los cuales han aportado toda la información necesaria para analizar sus diferentes parámetros.

En las instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red, los inversores realizan un papel fundamental, ya que son los encargados de transformar la energía generada y de adaptarla a las características de la carga.

En el caso analizado de empleo de la energía en un edificio de uso industrial, la energía entregada a la red de distribución dependerá de la generación del campo fotovoltaico y del consumo de los equipos.

Dos conceptos fundamentales son el *seguimiento del punto de máxima potencia* y el *rendimiento*. La eficiencia en la conversión de los inversores analizados, como se ha podido comprobar con la realización del análisis gráfico, es elevada, llegándose a superar el 95% del valor. El análisis de este factor es fundamental, debido a que proporciona una visión general del funcionamiento del inversor y permite seleccionar el tipo de inversor adecuado en función de la instalación a la que vaya destinada.

Además, se ha podido demostrar que el rendimiento se ve afectado considerablemente por la topología interna de inversor. Los inversores con transformador en baja frecuencia pueden alcanzar un rendimiento típico máximo del 92%, y los que utilizan aislamiento en alta frecuencia pueden llegar al 94%. Los inversores que no tienen incluido transformador de aislamiento galvánico pueden incrementar el rendimiento en un 2%, siendo un caso que, generalmente, no es aceptado por las normativas locales.

Esto se debe a que todo conductor produce pérdidas, por lo que un inversor que presenta una topología de aislamiento galvánico ofrecerá un menor rendimiento que aquellos que no dispongan de transformador de aislamiento.



Para poder llegar a estas conclusiones y comprender el funcionamiento de los inversores de conexión a red y del papel que desarrollan dentro de una instalación solar fotovoltaica, ha sido necesario realizar con anterioridad una búsqueda amplia de información tanto de los inversores de conexión a red como del resto de elementos que componen estos sistemas.

Con el fin de obtener una energía limpia y económica, el objetivo perseguido en las instalaciones solares fotovoltaicas es que presenten un comportamiento óptimo. Para ello, los equipos deben incorporar elementos que ofrezcan el máximo rendimiento y dispongan de componentes que garanticen el correcto funcionamiento y la seguridad del sistema.

BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

I. Capítulo 1 – Energía Solar Fotovoltaica

- [1] COIT, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. *Energía Solar Fotovoltaica. Capítulo 1*. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, NAP.
- [2] CNE, Comisión Nacional de Energía. *Informe sobre el Sector Energético Español*.
- [3] IDAE, Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía. *Balances Energéticos Anuales. Periodo: 1999 – 2010*.
- [4] IDAE. *El sol puede ser tuyo. Respuestas a todas las preguntas clave sobre la energía solar Fotovoltaica*.
- [5] gasNatural fenosa. *Manual de Eficiencia Energética*.

II. Capítulo 2 – Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red: Elementos

- [1] CIEMAT, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*.
- [2] CIEMAT. Departamento de energías renovables. M. Alonso-Abella. *Inversores para conexión a red de sistemas FV*.
- [3] gasNatural fenosa. *Manual de Eficiencia Energética*.
- [4] COIT. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, NAP. *Energía Solar Fotovoltaica. Capítulo 3*.
- [5] *Unidad 1: Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. Ed. McGraw-Hill. Recurso didáctico on-line.
- [6] Solartronic. *Conversión de la luz solar en energía eléctrica. Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos*.
- [7] BOE, Boletín Oficial del Estado. REBT 2002.

III. Capítulo 3 – Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red

- [1] Miguel Alonso Abella. *Sistemas Fotovoltaicos. Capítulo 2 y capítulo 6*. CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos.
- [2] Documento CIEMAT. *PHOTOVOLTAICS. Choosing the right inverter for grid-connected PV systems*.



- [3] Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. *Inversores para conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica*. CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltáicos.
- [4] Recurso didáctico on-line. *Unidad 1: Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. Ed. McGraw-Hill.
- [5] Ruiz C. Luis J., Beristáin J. José A., Sosa T. Ian M. y Hernández L. Jesús H. RIEE&C, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación. Vol. 8 No. 1, Diciembre 2010.
- [6] COIT, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación. *Energía Solar Fotovoltaica. Capítulo 8*. Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, NAP.
- [7] Servicio de Normativa Técnica, Supervisión y Control. Dirección General de Arquitectura y Vivienda. Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio. Comunidad de Madrid. *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*.
- [8] AENOR, Asociación Española de Normalización y Certificación. *Catálogo de Normas UNE*.
- [9] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

IV. Capítulo 4 – Análisis Comparativo de los Inversores Fotovoltáicos

- [1] Baumgarrtner F, et al. Status and relevance of the dc voltage dependency of the invertir efficiency. In: 22 nd European photovoltaic solar energy conference; 2007.
- [2] Baumgarrtner F, et al. MPP voltage monitoring to optimize grid connected system design rurles. In: 19 th European photovoltaic solar energy conference; 2004.
- [3] Bleterie B, et al. Redefinition of the European efficiency-finding the compromise between simplicity and accuracy. In: 23 rd European photovoltaic solar energy conference; 2008.

V. Capítulo 5 – Sistema Solar Fotovoltáico Real

- [1] Fronius. Inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Fronius IG Plus 25V / 30V / 35V / 50V / 55V / 60V / 70V / 80V / 100V / 120V / 150V*.
- [2] Fronius. Inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Fronius IG-TL 3.0 / 3.6 / 4.0 / 4.6 / 5.0*.
- [3] ZES ZIMMER, Electronic Systems. *Multi Channel Power Meter. LMG500. User Manual*.
- [4] LEcoM. LMGControl. *Visualization, logging and analysis software. User Manual*.



[5] OriginLab Corporation. *Origin 8 User Guide*. First Edition.

VI. Capítulo 6 – Resultados Experimentales

[1] LEcoM. LMGControl. *Visualization, logging and analysis software. User Manual*.

[2] OriginLab Corporation. *Origin 8 User Guide*. First Edition.

VII. Capítulo 7 – Presupuesto

[1] ZES ZIMMER, Electronic Systems. *ZES Sensors and Accessories for precision power meters LMG series*. March 2012.

[2] ASUS. Eee Family. *Eee PC 1225 B*.
www.asus.es

[3] LMGControl. *Software para la configuración, registro y análisis*.
www.zes.com

[4] OriginLab Corporation. *Origin 8 User Guide*. First Edition.
www.originlab.com

ANEXOS

Datos técnicos

DATOS DE ENTRADA	Fronius IG Plus 80 V-3
Potencia nominal DC para coseno $\varphi=1$	7360 W
Máx. corriente de entrada	32.0 A
Máx. tensión de entrada	600 V
Rango de tensión MPP	230 - 500 V
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal AC para coseno $\varphi=1$	7000 W
Máx. potencia de salida	7000 VA
Máx. corriente de salida	10.2 A
Máximo rendimiento	95.9 %
Euro rendimiento	95.1 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99.9 %
Conexión de red	3~NPE 400 V / 230 V
Tensión de red / Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Coef. distorsión lineal	< 3 %
Factor de potencia	0.85 - 1 ind./cap.
Autoconsumo nocturno	< 1 W
DATOS GENERALES	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	1263 x 434 x 250 mm

Peso	49.2 kg
Protección	IP 54*
Concepto de inversor	Transformador HF
Refrigeración	Ventilación regulada
Instalación	Instalación interior o exterior.
Rango temperatura ambiental	desde -20°C hasta +55°C
Humedad permitida	0 % a 95 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	
Medida aislamiento DC	Advertencia, si RISO< 500k ohmnios
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador DC	Integrado

Características de equipamiento

Puesta a tierra in situ

Decida in situ si quiere conectar los módulos en tierra o no. Colocar el fusible, activar el software y listo para realizar la puesta a tierra.

Por fuera y por dentro

Todos los aparatos Fronius IG Plus disponen de una robusta y elegante caja de metal. Esta caja es resistente a la luz ultravioleta y está protegida contra la corrosión, por lo que se puede utilizar tanto en el interior como en el exterior.

Seccionador CC integrado

No se requiere ninguna instalación adicional ni ningún cableado adicional. Máximo confort y seguridad según la norma DIN-VDE 0100-712.

Novedoso sistema de enchufe de potencia

La zona de conexión y las partes de potencia se montan por separado. Muy sencillo, muy seguro: primero se monta de la forma habitual el área de conexión en la pared. Después, simplemente se enchufa la etapa de potencia. El enchufe de potencia convierte las dos partes en una unidad fija. La parte de conexión permanece en la pared durante el servicio, por lo que se guardan todos los ajustes y todas las configuraciones iniciales.

Tecnología



Concepto MIX™ de Fronius

Gracias a la sofisticada combinación de varias etapas de potencia, los inversores Fronius consiguen siempre el máximo rendimiento incluso en carga parcial. De ello se encarga el extraordinario concepto Fronius Master Inverter X-Change (Mix™) que es un perfeccionamiento del clásico procedimiento maestro/esclavo. El funcionamiento: todas las etapas de potencia son iguales. La asignación del "Maestro" se realiza alternativamente teniendo en cuenta las horas de servicio ya realizadas. De este modo, la carga de las diferentes etapas de potencia es uniforme y se reduce el tiempo de funcionamiento.



Conmutación del transformador AF

La tecnología que usan los inversores Fronius está basada en el uso de transformadores de Alta Frecuencia. La conmutación automática del transformador hace que éste tenga tres puntos de máxima eficiencia a distintas tensiones del campo fotovoltaico. El resultado: un alto nivel de eficiencia constante en todo el rango de tensiones de entrada, resultando así mayores los ingresos. Otras ventajas debidas al uso de transformadores de AF son un diseño ligero del inversor debido al menor peso, un alto nivel de eficiencia debido a la disminución de pérdidas en el bobinado, y seguridad gracias al aislamiento galvánico que proporciona a la instalación.



Fronius Module Manager

El Fronius Module Manager es el software responsable del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) incluso para las mayores exigencias de los módulos de capa fina. El Fronius Module Manager lleva a cabo este seguimiento con una eficiencia superior al 99,9%.



Concepto de cambio de circuitos impresos

El diseño de nuestros inversores tiene en cuenta desde un principio el sencillo concepto de cambio de circuitos impresos. De este modo nuestros Fronius Service Partners tienen la herramienta perfecta para solucionar posibles incidencias de la forma más rápida y eficaz existente en el mercado.



Sistema de montaje

Algo que caracteriza y diferencia de otros inversores, es la separación física entre la zona de conexión y la zona de potencia del inversor. Ambas están totalmente separadas. La zona de conexión es fijada al muro y cableada antes de instalar la zona de potencia. De este modo y a la hora de ofrecer servicio, no es necesario descablear el aparato. El Fronius Service Partner tan solo desmonta la parte de potencia. Gracias a esta solución no se pierde la configuración del inversor.



Concepto de ventilación

El aire es introducido debido al efecto succionador de un ventilador interno. Éste hace pasar el aire a través de un disipador de calor en el cual están adheridos todos los componentes que mayor temperatura de trabajo pueden alcanzar. El aire caliente es expulsado por el lado opuesto a la entrada y siempre atravesando el canal de disipación. El aire refrigerante nunca se pone en contacto directo con la electrónica de potencia aumentando así su vida útil y su eficiencia.

Datos técnicos

DATOS DE ENTRADA	Fronius IG TL 3.0
Potencia máxima CC con coseno $\varphi=1$	3130 W
Max. corriente de entrada	8,8 A
Max. tensión de entrada	850 V
Rango de tensión MPP	350 - 700 V
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal CA	3000 W
Max. potencia de salida	3000 W
Max. corriente de salida	13,0 A
Max. rendimiento	97,7 %
Rendimiento europeo	97,1 %
Rendimiento de adaptación MPP	99,9 %
Conexión de red	1~NPE 230 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia	1
Consumo nocturno	< 1 W
DATOS GENERALES	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	597 x 413 x 195 mm
Peso	19,1 kg
Tipo de protección	IP 55

Concepto de inversor	Sin transformador
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Montaje interior y exterior
Margen de temperatura ambiente	De -20°C a +55°C
Humedad de aire admisible	Desde 0 % hasta 95 %
DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD	
Medición del aislamiento CC	Monitorización del aislamiento en toda la gama de corrientes en la parte de continua
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia.
Seccionador CC	Integrada
INTERFACES	
Conector USB A	Para memorias USB* con unas dimensiones máx de 80 x 33 x 20 mm (altura x anchura x profundidad)
Salida de aviso (contacto de cierre)	Borne roscado de 2 polos 12V max. 300 mA
2 conectores RJ45 Buchse (RS485)	Interfaz Solar Net, protocolo de interfaz

Características de equipamiento

Contacto de comunicación directo

Gracias a la salida de señal de 12 V preinstalada, en caso de cambios de estado es posible activar una señal de advertencia (por ejemplo, lumínica o sonora). Las incidencias se comunican inmediatamente.

Pantalla nocturna

Información de la instalación durante las 24 horas del día. El display muestra la información más importante de forma detallada, independientemente de si el inversor se encuentra en servicio o no. Esto es posible gracias a la alimentación de corriente en el lado CA, por lo que se puede acceder, por ejemplo, incluso después del atardecer a los datos de la instalación del día, incluidos los posibles mensajes de estado, a través de la pantalla.

Interfaz Solar Net integrado

A través del interfaz Solar Net es posible conectar con los distintos componentes del sistema fotovoltaico para llevar a cabo una correcta monitorización. De este modo, se puede monitorizar el sistema FV de manera sencilla siendo posible combinar todos los productos Fronius, desde todas las gamas de inversores IG de Fronius hasta la amplia variedad de productos DATCOM de Fronius destinados a monitorizar los sistemas FV.

Bandeja DATCOM

La bandeja DATCOM dispone de posibilidades de conexión para la memoria USB, componentes DATCOM opcionales, así como contacto de comunicación directo. Gracias al principio de cajones de fácil apertura, el acceso resulta sumamente cómodo. Según las necesidades futuras será posible conectar otros componentes en función de las ampliaciones requeridas.

Fácil instalación del inversor

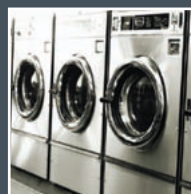
La zona de conexión y la parte de potencia se montan por separado. No se requieren laboriosos trabajos de cableado. En caso de necesidad, la parte de conexión se queda en la pared y la bandeja DATCOM in situ, lo que garantiza que se guarden todos los ajustes y configuraciones. La vigilancia de ramal por defecto comprueba la corriente de hasta 6 ramales.

1 to 8 Channel Precision Power Meter LMG500



- Accuracy 0.03%
- Bandwidth 10MHz (DC, 0.05Hz to 10MHz)
- 3MSamples/s
- Sampling absolutely gapless with evaluation of all sampling values, by this capturing of all inrush currents and signal changes
- Harmonics and interharmonics up to 1.5MHz
- Flicker, interactions between network and load

To improve your Motors, Transformers,
Frequency Inverters, Power Electronics, Power Supplies,
Lightings, Automotives
in Efficiency, Reliability, Electro Magnetic Compatibilty
and Life-Cycle Costs



LMG – A Synonym for Precision Power Measurement

Precision Power Meters (German: Präzisions-LeistungsMessGeräte) of the series **LMG** by ZES ZIMMER – LMG90 and LMG95 for single phase, LMG310, LMG450 and **LMG500** for multiphase measurements – have been proved in many various applications. The character string **LMG** has become a synonym for precise and wide band measurement of electrical power. The magnitudes correlated with electrical power as current, voltage, harmonics, flicker and energy have to be acquired precisely as to optimise your products in efficiency, reliability, electromagnetic compatibility, life-cycle costs.

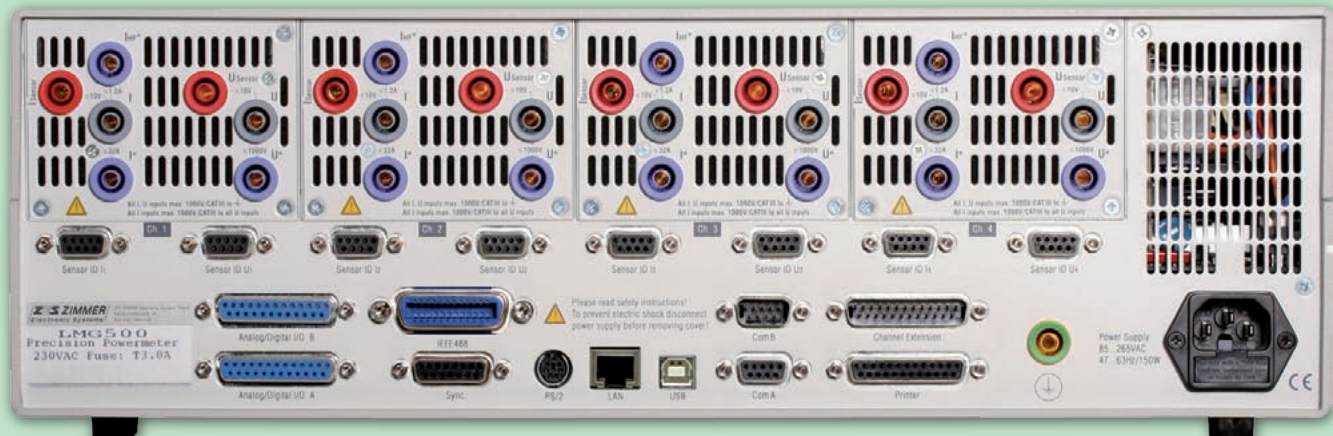
LMGs are used for measurement at:

- Components, e.g. ferrite cores, semiconductors, capacitors
- Devices, e.g. motors, inverters, lightings
- Installations and parts of those, also power grids to identify their parameters
- CE-mark tests on devices, supplied by power sources (simulating an ideal power network), to investigate the feedback of harmonics and flicker (load variations)
- Interactions of network and appliance

The most important highlight features of the LMG500:

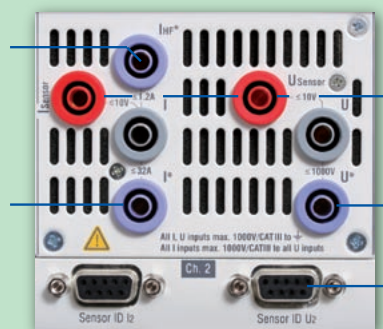
- Group delay between U- and I- measuring input <3ns as standard as to assure very precise measurement at low $\cos\varphi$ and/or high frequencies
- High dynamics in level control, ranges from 3V to 1000V/3200V_{peak}, 20mA to 32A/120A_{peak} in direct measurement only by a single pair of sockets each for voltage as well as for current input
- 3MSample/s, absolutely gap less sampling with evaluation of all sampling values
- Capturing transients and fast signal changes by event triggering which is always active in the background of the „normal mode“
- Harmonics and interharmonics up to 1.5MHz
- Flicker measurement (interactions between network and load)
- Modular with 1 to 8 power measuring channels
- Ergonomic operation shell for easy, intuitive use of the power meter
- Real-time evaluation of the measurements in numeric tables and diagrams
- Interfaces with high data transfer rate (IEEE488, RS232, USB, Ethernet)

Measuring inputs for ultimate requirements



- Separated HF current inputs **I_{HF}***: 150mA to 1.2A/DC to 10MHz

- Current inputs **I***, high dynamic of range: 20mA to 32A/120A_{peak} by only one socket pair, no need and incommode change of external shunts!



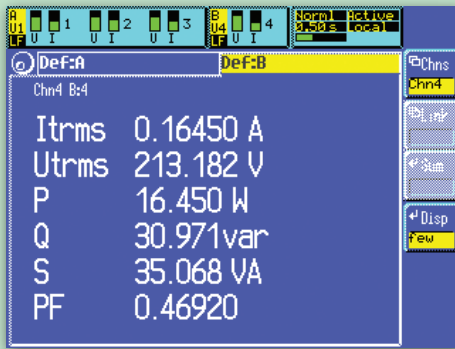
- Measuring with external sensors: Inputs **I_{Sensor}** and **U_{Sensor}** 30mV to 4V/DC to 10MHz

- Voltage inputs **U***: 3V to 1000V/3200V_{peak}

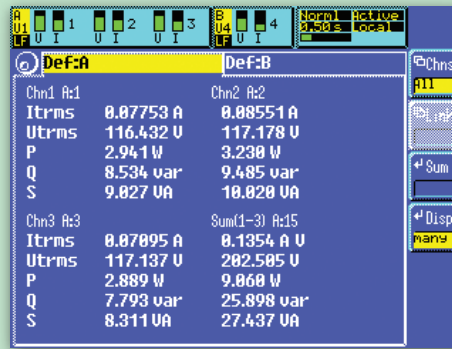
- Auxiliary voltage **±15V** and Identification of external sensors

- Very low capacity of measurement inputs against earth <30pF, thereby no interference of measured signals
- High bandwidth of 10MHz, shortest pulsed signals will be measured precisely
- All inputs isolated against each other and against earth (max. 1000V/CAT III)
- Gap free sampling and evaluation with 3MSamples/s at any duration, measuring cycle max. 60s
- Up to 8 power measuring channels with 8 Channel Compact Meter or with two connected LMG500, all channels absolutely synchronously sampling with 3MSamples/s

Clear representation of measuring process



Measurement display with six values



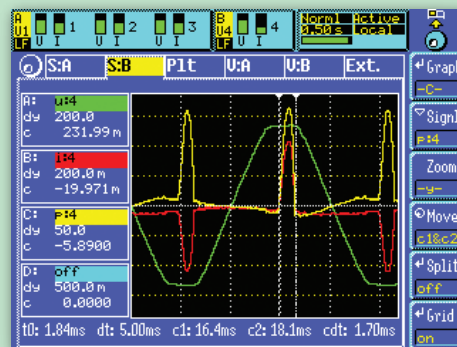
Measurement display with 20 values

- Status bar permanently displayed in all menus
- Measurement display for one or four power channels, alternatively with six or 20 values, 40 values or more to scroll

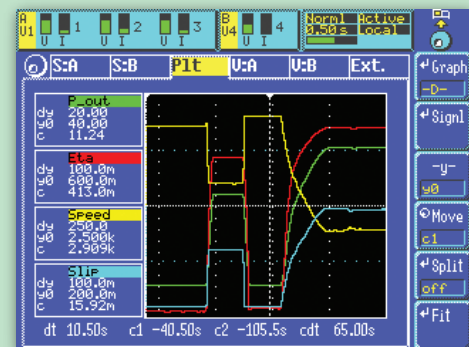


Status bar to overview active measurements

- Graphical display for wave form, line plot (trend display), phasor diagram and bar graph for harmonic analysis



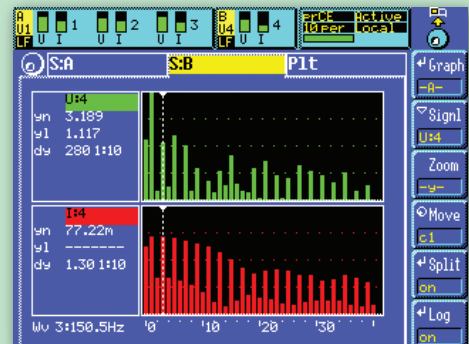
Graphical display for wave form



Line plot (trend display)



Phasor diagram

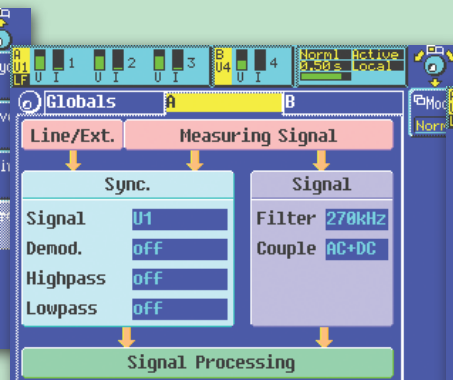


Representation of harmonics as bar graph

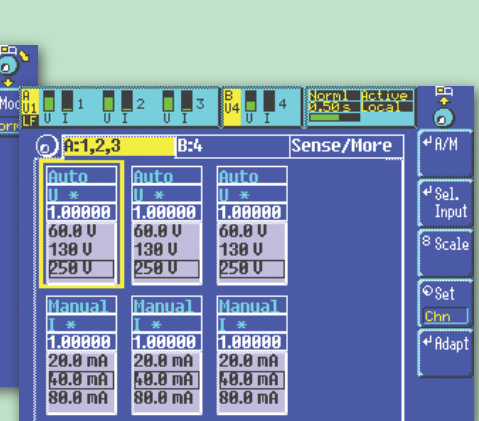
Device settings easily and intuitively over menus



Global settings, for example the star-delta conversion



Independent setting of synchronisation and measurement path



Selection of input sockets, scaling and measurement range

- Global settings
- Two independent filter sets to process synchronisation and measurement signal
- Manual or automatic setting of measurement ranges